

Bilans consolidés

(résumé et non audité)

<i>Aux (en millions de dollars)</i>	30 juin 2017	31 décembre 2016
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	156,1 \$	19,0 \$
Débiteurs, après déduction des provisions	233,5	338,8
Stocks (note 5)	159,8	221,0
Liquidités soumises à restrictions provenant des clients	3,9	5,0
Actifs réglementaires	1,0	0,9
Actifs de gestion du risque (note 11)	44,2	40,4
Charges payées d'avance et autres actifs à court terme	29,2	42,8
Actifs détenus en vue de la vente (note 4)	—	70,7
	627,7	738,6
Immobilisations corporelles	6 723,8	6 734,9
Actifs incorporels	664,3	694,3
Écart d'acquisition (note 6)	836,4	856,0
Actifs réglementaires	323,4	329,1
Actifs de gestion du risque (note 11)	16,5	24,1
Impôts reportés	2,8	2,8
Liquidités soumises à restrictions provenant des clients	7,8	10,1
Placements à long terme et autres actifs (note 7)	326,0	189,3
Placements comptabilisés à la valeur de consolidation (note 7)	570,5	621,4
	10 099,2 \$	10 200,6 \$
PASSIF ET AVOIR DES ACTIONNAIRES		
Passif à court terme		
Créditeurs et charges à payer	338,6 \$	345,8 \$
Dividendes à payer	29,9	29,2
Dette à court terme	0,4	128,7
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an (notes 9 et 11)	189,8	383,4
Dépôts des clients	21,5	35,5
Passifs réglementaires	7,8	16,6
Passifs de gestion du risque (note 11)	20,0	32,9
Autres passifs à court terme	26,2	23,6
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente (note 4)	—	0,4
	634,2	996,1
Dette à long terme (notes 9 et 11)	3 464,0	3 366,9
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	80,8	81,6
Impôts reportés	612,4	621,7
Passifs réglementaires	168,1	170,5
Passifs de gestion du risque (note 11)	10,7	12,6
Autres passifs à long terme	207,2	206,3
Obligations futures au titre des avantages sociaux (note 15)	126,4	129,5
	5 303,8 \$	5 585,2 \$

Aux (en millions de dollars)	30 juin 2017	31 décembre 2016
Capitaux propres		
Actions ordinaires, sans valeur nominale, nombre illimité d'actions autorisé, 170,9 millions d'actions émises et en circulation en 2017 et 166,9 millions d'actions émises et en circulation en 2016 (note 12)	3 894,5 \$	3 773,4 \$
Actions privilégiées (note 12)	1 280,4	985,1
Surplus d'apport	21,9	17,4
Déficit cumulé	(755,5)	(600,4)
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 10)	299,6	405,1
Total de l'avoir des actionnaires	4 740,9	4 580,6
Participations ne donnant pas le contrôle	54,5	34,8
Total des capitaux propres	4 795,4	4 615,4
	10 099,2 \$	10 200,6 \$

Entité à détenteurs de droits variables (note 8).

Engagements, éventualités et garanties (notes 3 et 14).

Événements postérieurs à la date de clôture (note 20).

Voir les notes des états financiers consolidés.

États des résultats consolidés

(résumé et non audité)

	Trois mois clos les		Six mois clos les	
	30 juin		30 juin	
<i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>	2017	2016	2017	2016
PRODUITS				
Activités réglementées	206,8 \$	182,8 \$	621,8 \$	563,5 \$
Services	220,0	200,2	423,0	382,3
Ventes	134,1	54,1	286,3	92,9
Autres produits	0,1	—	0,1	—
Pertes latentes sur les contrats de gestion du risque <i>(note 11)</i>	(22,2)	(11,5)	(21,2)	(2,6)
	538,8	425,6	1 310,0	1 036,1
CHARGES				
Coût des produits vendus, compte non tenu des éléments présentés séparément	271,3	164,2	705,5	452,9
Charges d'exploitation et d'administration	136,4	133,2	296,5	264,8
Charges de désactualisation	2,7	2,8	5,5	5,5
Amortissement	70,7	66,3	142,1	134,8
Provision sur actifs	1,3	—	1,3	—
	482,4	366,5	1 150,9	858,0
Quote-part des résultats de placements comptabilisés à la valeur de consolidation	3,0	5,7	17,1	(5,0)
Autres produits (pertes) <i>(note 4 et 7)</i>	(2,3)	1,5	(4,4)	5,9
Gains de change	1,1	4,1	1,4	3,5
Intérêts débiteurs				
Dette à court terme	(0,8)	(0,1)	(1,7)	(0,2)
Dette à long terme	(40,0)	(36,2)	(85,3)	(72,2)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	17,4	34,1	86,2	110,1
Charge (recouvrement) d'impôts <i>(note 16)</i>				
Impôts exigibles	10,3	9,8	21,6	19,8
Impôts reportés	(2,7)	(5,8)	7,2	(9,9)
Bénéfice net après impôts sur les bénéfices	9,8	30,1	57,4	100,2
Bénéfice net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	1,9	2,2	4,2	5,0
Bénéfice net attribuable aux participations donnant le contrôle	7,9	27,9	53,2	95,2
Dividendes sur actions privilégiées	(15,9)	(12,0)	(29,5)	(24,0)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actions ordinaires	(8,0) \$	15,9 \$	23,7 \$	71,2 \$
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire <i>(note 13)</i>				
De base	(0,05) \$	0,10 \$	0,14 \$	0,48 \$
Dilué	(0,05) \$	0,10 \$	0,14 \$	0,48 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions) <i>(note 13)</i>				
De base	169,9	151,6	168,9	149,2
Dilué	169,9	152,0	169,2	149,6

Voir les notes des états financiers consolidés.

États du résultat étendu consolidés

(résumé et non audité)

<i>(en millions de dollars)</i>	Trois mois clos les		Six mois clos les	
	2017	30 juin 2016	2017	30 juin 2016
Bénéfice net après impôts sur les bénéfices	9,8 \$	30,1 \$	57,4 \$	100,2 \$
Autres éléments du résultat étendu, après impôts				
Gains (perte) de change	(70,1)	6,9	(94,3)	(170,4)
Gain latent (perte latente) sur les couvertures des investissements nets <i>(note 11)</i>	5,5	(7,0)	6,8	44,2
Règlement du régime d'avantages complémentaires de retraite <i>(note 15)</i>	0,2	—	0,2	—
Reclassement des pertes actuarielles et des coûts des services passés des régimes de retraite à prestations déterminées et d'avantages complémentaires de retraite au bénéfice net <i>(note 15)</i>	0,2	0,2	0,4	0,3
Gain latent (perte latente) sur les actifs disponibles à la vente	(0,1)	13,0	(17,5)	16,1
Autres éléments du résultat étendu provenant d'entités émettrices	0,1	(3,9)	(1,1)	(1,0)
Total des autres éléments du résultat étendu, après impôts	(64,2)	9,2	(105,5)	(110,8)
Résultat étendu attribuable aux participations donnant le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle, après impôts	(54,4) \$	39,3 \$	(48,1) \$	(10,6) \$
Résultat étendu attribuable aux :				
Participations ne donnant pas le contrôle	1,9 \$	2,2 \$	4,2 \$	5,0 \$
Participations donnant le contrôle	(56,3)	37,1	(52,3)	(15,6)
	(54,4) \$	39,3 \$	(48,1) \$	(10,6) \$

Voir les notes des états financiers consolidés.

États des capitaux propres consolidés

(résumé et non audité)

Six mois clos les
30 juin

(en millions de dollars)

2017 2016

Actions ordinaires (note 12)

Solde au début de la période	3 773,4 \$	3 168,1 \$
Actions émises au comptant à l'exercice d'options	3,7	2,8
Actions émises en vertu du RRD ¹	117,4	61,5
Impôts reportés sur les frais d'émission d'actions	—	0,1
Actions émises dans le cadre d'un appel public à l'épargne, après frais d'émission	—	422,6
Solde à la fin de la période	3 894,5 \$	3 655,1 \$

Actions privilégiées (note 12)

Solde au début de la période	985,1 \$	985,1 \$
Émission de la série K	293,4	—
Impôts reportés sur les frais d'émission d'actions	1,9	—
Solde à la fin de la période	1 280,4 \$	985,1 \$

Surplus d'apport

Solde au début de la période	17,4 \$	16,7 \$
Charge liée aux options sur actions	0,7	1,0
Exercice d'options sur actions	(0,3)	(0,3)
Confiscation d'options sur actions	—	(0,1)
Adoption de l'ASU 2016-09 (note 2)	1,1	—
Vente de participations ne donnant pas le contrôle (note 8)	3,0	—
Solde à la fin de la période	21,9 \$	17,3 \$

Déficit cumulé

Solde au début de la période	(600,4) \$	(435,4) \$
Bénéfice net attribuable aux participations donnant le contrôle	53,2	95,2
Dividendes sur actions ordinaires	(177,7)	(148,4)
Dividendes sur actions privilégiées	(29,5)	(24,0)
Adoption de l'ASU 2016-09 (note 2)	(1,1)	—
Solde à la fin de la période	(755,5) \$	(512,6) \$

Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 10)

Solde au début de la période	405,1 \$	433,5 \$
Autres éléments du résultat étendu	(105,5)	(110,8)
Solde à la fin de la période	299,6 \$	322,7 \$

Total de l'avoir des actionnaires

4 740,9 \$ 4 467,6 \$

Participations ne donnant pas le contrôle

Solde au début de la période	34,8 \$	34,9 \$
Bénéfice net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	4,2	5,0
Vente de participations ne donnant pas le contrôle (note 8)	20,0	—
Distribution par les filiales aux participations ne donnant pas le contrôle	(4,5)	(5,1)
Solde à la fin de la période	54,5 \$	34,8 \$

Total des capitaux propres

4 795,4 \$ 4 502,4 \$

1) Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat au comptant facultatif Premium Dividend^{MC}.

Voir les notes des états financiers consolidés.

États des flux de trésorerie consolidés

(résumé et non audité)

<i>(en millions de dollars)</i>	Trois mois clos les		Six mois clos les	
	30 juin		30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Flux de trésorerie d'exploitation				
Bénéfice net après impôts sur les bénéfices	9,8 \$	30,1 \$	57,4 \$	100,2 \$
Éléments sans effet sur la trésorerie :				
Amortissement	70,7	66,3	142,1	134,8
Provision sur actifs	1,3	—	1,3	—
Charges de désactualisation	2,7	2,8	5,5	5,5
Rémunération à base d'actions	0,4	0,4	0,7	0,9
Charge (recouvrement) d'impôts reportés (note 16)	(2,7)	(5,8)	7,2	(9,9)
Pertes (gains) à la vente d'actifs (note 4)	(0,8)	—	2,6	(4,0)
Quote-part des résultats de placements comptabilisés à la valeur de consolidation	(3,0)	(5,7)	(17,1)	5,0
Pertes latentes sur les contrats de gestion du risque (note 11)	22,2	11,5	21,2	2,6
Pertes (gains) sur les placements à long terme (note 7)	7,2	(0,5)	7,7	(0,3)
Amortissement des frais de financement reportés	3,8	0,3	10,6	0,5
Autre	(3,0)	0,2	(2,3)	1,0
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations réglées	(1,5)	(0,4)	(2,7)	(1,6)
Distributions de placements comptabilisés à la valeur de consolidation	7,0	7,6	13,6	1,7
Variation des actifs et passifs d'exploitation (note 17)	(11,3)	(0,3)	57,4	8,4
	102,8 \$	106,5 \$	305,2 \$	244,8 \$
Activités d'investissement				
Acquisitions d'entreprises, moins la trésorerie acquise	—	1,0	—	(20,0)
Acquisition d'immobilisations corporelles	(93,1)	(151,8)	(179,4)	(305,0)
Acquisition d'actifs incorporels	(2,6)	(5,1)	(4,7)	(5,9)
Acquisition d'une participation dans une entité publique	(7,0)	—	(7,0)	—
Apports faits aux placements comptabilisés à la valeur de consolidation	—	—	(14,3)	(6,6)
Prêt à une société affiliée, moins le remboursement	(12,5)	(25,0)	(5,0)	(25,0)
Variation des liquidités soumises à restrictions provenant des clients	—	0,3	0,9	1,0
Investissement dans des actions privilégiées de Petrogas	—	(150,0)	—	(150,0)
Paiement au titre de contrats dérivés (note 11)	(15,0)	—	(36,0)	—
Produit de cessions d'actifs, moins les coûts de transaction (note 4)	1,2	0,4	70,2	29,6
	(129,0) \$	(330,2) \$	(175,3) \$	(481,9) \$
Activités de financement				
Remboursement net de titres de créance à court terme	(1,8)	(14,8)	(124,5)	(102,0)
Émission de titres de créance à long terme, moins les frais d'émission de la dette	525,9	330,1	539,4	612,0
Remboursement sur la dette à long terme	(346,7)	(392,3)	(633,8)	(799,8)
Dividendes sur actions ordinaires	(89,0)	(73,0)	(177,0)	(145,6)
Dividendes sur actions privilégiées	(17,4)	(12,0)	(29,5)	(25,1)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	(3,1)	(3,2)	(4,5)	(5,1)
Produit net des actions émises à l'exercice d'options	0,1	0,6	3,4	2,2
Produit net de l'émission d'actions ordinaires	59,0	457,2	117,4	484,1
Produit net de l'émission d'actions privilégiées	(0,2)	—	293,4	—
Produit de la vente de participations de donnant pas le contrôle (note 8)	24,1	—	24,1	—
Autre	(1,1)	—	(1,4)	—
	149,8 \$	292,6 \$	7,0 \$	20,7 \$
Variation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	123,6	68,9	136,9	(216,4)
Incidence des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	0,1	—	0,2	0,4
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	32,4	8,5	19,0	293,4
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	156,1 \$	77,4 \$	156,1 \$	77,4 \$

Voir les notes des états financiers consolidés.

Notes des états financiers consolidés résumés intermédiaires (non audités)

(Les montants des tableaux et des notes au bas des tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.)

1. ORGANISATION ET APERÇU DES ACTIVITÉS

Les activités d'AltaGas (AltaGas ou la Société) sont exercées par AltaGas et plusieurs de ses filiales, y compris, sans toutefois s'y limiter, AltaGas Services (U.S.) Inc.; pour ce qui est du secteur Gaz : AltaGas Extraction and Transmission Limited Partnership, AltaGas Pipeline Partnership, AltaGas Processing Partnership, AltaGas Northwest Processing Limited Partnership et Harmattan Gas Processing Limited Partnership; pour ce qui est du secteur Électricité : Coast Mountain Hydro Limited Partnership, Blythe Energy Inc. (Blythe) et AltaGas San Joaquin Energy Inc.; et pour ce qui est du secteur Services publics : AltaGas Utilities Inc. (AUI), Heritage Gas Limited (Heritage Gas), Pacific Northern Gas (PNG) et SEMCO Energy, Inc. (SEMCO). SEMCO exerce ses activités de distribution de gaz naturel au Michigan, sous la dénomination SEMCO Energy Gas Company (SEMCO Gas), et ses activités de distribution de gaz naturel en Alaska, sous la dénomination ENSTAR Natural Gas Company (ENSTAR).

AltaGas, une société canadienne, est une société d'infrastructures énergétiques diversifiée dont les activités consistent principalement à détenir et à exploiter des actifs dans le but d'offrir de l'énergie propre et abordable à ses clients en Amérique du Nord. À long terme, la Société vise à étendre ses activités dans des domaines intéressants tout en conservant une composition équilibrée d'actifs d'infrastructures énergétiques dans l'ensemble de ses secteurs d'activité Gaz, Électricité et Services publics. La stratégie d'AltaGas s'appuie sur une demande croissante d'énergie propre, le gaz naturel étant la source de combustible clé. AltaGas exerce ses activités dans trois secteurs d'activité : Gaz, Électricité et Services publics.

Les activités d'AltaGas dans le secteur Gaz, qui servent les producteurs dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC), comprennent la collecte et le traitement de gaz naturel, l'extraction et la séparation de liquides de gaz naturel (LGN), le transport de gaz, le stockage de gaz et la commercialisation de gaz naturel et de LGN et un tiers de la participation, par l'entremise d'AltaGas Idemitsu Joint Venture Limited Partnership (AIJVLP), dans Petrogas Energy Corp. (Petrogas).

Le secteur Électricité comprend une capacité de production brute de 1 688 MW générés par des actifs alimentés au gaz naturel, des actifs éoliens, des actifs à la biomasse et des actifs d'hydroélectricité au Canada et aux États-Unis, ainsi qu'une capacité de stockage de 20 MW et 1 163 MW d'actifs additionnels en cours d'aménagement.

Le secteur Services publics comprend surtout les services publics de distribution de gaz naturel à tarifs réglementés au Canada et aux États-Unis. Ces installations sont généralement autorisées à dégager des rendements réglementés qui leur permettent de rentrer dans leurs frais et de tirer un rendement autorisé des capitaux investis selon la base tarifaire approuvée par les autorités de réglementation.

2. SOMMAIRE DES PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

MODE DE PRÉSENTATION

Les présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités ont été préparés par la direction selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (PCGR des États-Unis). Par conséquent, ils ne comprennent pas toutes les informations et données financières requises pour des états financiers consolidés annuels et doivent être lus avec les états financiers consolidés annuels audités de 2016 de la Société, dressés selon les PCGR des États-Unis. Selon la direction, les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités comprennent tous les ajustements qui sont de nature récurrente et nécessaires pour donner une image fidèle de la situation financière de la Société.

Aux termes du *Règlement 52-107 sur les principes comptables et normes d'audit acceptables* (Règlement 52-107), les entreprises ayant une obligation d'information du public en vertu des lois sur les valeurs mobilières des États-Unis sont généralement autorisées par les lois sur les valeurs mobilières du Canada à utiliser les PCGR des États-Unis. Toutefois, étant donné qu'elle n'est pas assujettie à de telles obligations d'information et ne pourrait pas, par conséquent, se prévaloir des dispositions du Règlement 52-107 à cet égard, AltaGas a demandé et obtenu une dispense des autorités de réglementation des valeurs mobilières de l'Alberta et de l'Ontario l'autorisant à produire ses états financiers conformément aux PCGR des États-Unis. La dispense prendra fin à compter de la date la plus rapprochée entre le 1^{er} janvier 2019, la date à laquelle AltaGas cessera de mener des activités à tarifs réglementés et la date d'entrée en vigueur imposée pour l'application obligatoire de la Norme internationale d'information financière pour les activités à tarifs réglementés.

PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Les présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités d'AltaGas comprennent les comptes de la Société, ses filiales, les entités à détenteurs de droits variables (EDDV) pour lesquelles la Société est le bénéficiaire principal, ainsi que ses participations dans divers partenariats et coentreprises dans lesquels AltaGas détient un droit en copropriété dans les actifs et les passifs. Les placements dans les sociétés non consolidées sur lesquelles AltaGas exerce une influence notable, mais non le contrôle, sont comptabilisés à la valeur de consolidation.

Tous les soldes et transactions intersociétés sont éliminés au moment de la consolidation. Lorsqu'un tiers détient une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale contrôlée par AltaGas, cette participation ne donnant pas le contrôle est présentée au poste «Participations ne donnant pas le contrôle» dans les états financiers consolidés. La quote-part du bénéfice net (ou de la perte nette) attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle des filiales consolidées représente une répartition du bénéfice net consolidé et est présentée séparément au poste «Bénéfice net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle».

UTILISATION D'ESTIMATIONS ET INCERTITUDE RELATIVE À LA MESURE

La préparation d'états financiers consolidés selon les PCGR des États-Unis exige que la direction fasse des estimations et formule des hypothèses qui influent sur les montants constatés des actifs et des passifs et sur les montants constatés des produits et des charges présentés au cours de la période. Les points importants sur lesquels la direction a porté des jugements complexes ou subjectifs, du fait de questions par définition incertaines, comprennent, sans toutefois s'y limiter, les taux d'amortissement, la juste valeur des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, la juste valeur des immobilisations corporelles et de l'écart d'acquisition aux fins de l'évaluation de la dépréciation, la juste valeur des instruments financiers, la charge d'impôt, les hypothèses utilisées pour évaluer les avantages sociaux futurs, les provisions au titre des éventualités, l'évaluation de la rémunération à base d'actions et la valeur comptable des actifs et passifs réglementaires. Certaines estimations sont rendues nécessaires en raison du cadre réglementaire dans lequel les filiales ou les sociétés affiliées d'AltaGas exercent leurs activités, ce qui exige souvent que des montants soient comptabilisés à la valeur estimative jusqu'à ce qu'ils soient déterminés de manière définitive par suite de décisions réglementaires ou d'autres démarches réglementaires. Par leur nature, ces estimations sont assujetties à une incertitude relative à la mesure et pourraient influencer sur les états financiers consolidés de périodes futures.

PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

À l'exception de ce qui suit, les présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités ont été dressés selon les mêmes conventions et principes comptables que ceux utilisés dans la préparation des états financiers consolidés annuels audités de 2016 de la Société.

ADOPTION DE NOUVELLES NORMES COMPTABLES

Le 1^{er} janvier 2017, AltaGas a adopté les Accounting Standards Update (ASU) suivantes publiées par le Financial Accounting Standards Board (FASB) :

- ASU 2015-11, *Inventory: Simplifying the Measurement of Inventory*. Les modifications apportées par cette ASU exigent qu'une entité évalue ses stocks au coût ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux. L'adoption de cette ASU n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.
- ASU 2016-05, *Derivatives and Hedging: Effect of Derivative Contract Novations on Existing Hedge Accounting Relationships*. Les modifications apportées par cette ASU précisent qu'un changement de contrepartie à un instrument dérivé qui a été désigné comme étant l'instrument de couverture selon l'ASC Topic 815 ne nécessite pas l'annulation de la désignation de cette relation de couverture pourvu que tous les autres critères de la comptabilité de couverture soient respectés. L'adoption de cette ASU n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.
- ASU 2016-06, *Derivatives and Hedging: Contingent Put and Call Options in Debt Instruments*. Les modifications apportées par cette ASU précisent les exigences à respecter pour évaluer si les options d'achat (de vente) conditionnelles qui peuvent accélérer le remboursement du capital d'instruments d'emprunt sont clairement et étroitement liées à leurs instruments d'emprunt hôtes. L'adoption de cette ASU n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.
- ASU 2016-07, *Investments – Equity Method and Joint Ventures Investments: Simplifying the Transition to the Equity Method of Accounting*. Les modifications apportées par cette ASU éliminent l'obligation d'appliquer de façon rétrospective la comptabilisation à la valeur de consolidation après une augmentation du pourcentage de participation ou du degré d'influence. L'adoption de cette ASU n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.
- ASU 2016-09, *Stock Compensation: Improvements to Employee Share-Based Payment Accounting*. Les modifications apportées par cette ASU portent sur la simplification de plusieurs aspects de la comptabilisation des transactions dont le paiement est fondé sur des actions, y compris la comptabilisation des impôts, les renoncations, les exigences réglementaires quant aux retenues sur salaire, ainsi que le classement à l'état des flux de trésorerie. À l'adoption de cette ASU, la méthode comptable choisie par AltaGas consistait à comptabiliser les renoncations au moment où elles se produisent plutôt qu'à estimer le nombre d'attributions dont les droits devraient être acquis. Selon l'ASU, cette modification doit être adoptée selon l'approche rétrospective modifiée, de sorte qu'AltaGas a comptabilisé un montant d'environ 1 million de dollars en diminution du cumul des bénéfices répartis et un montant d'environ 1 million de dollars dans le surplus d'apport. L'incidence sur les impôts reportés a été négligeable. Les autres modifications apportées à cette ASU n'ont pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

MODIFICATIONS FUTURES DE CONVENTIONS COMPTABLES

En mai 2014, le FASB a publié l'ASU 2014-09, *Revenue from Contracts with Customers*, laquelle remplace plusieurs exigences des PCGR aux États-Unis, y compris les exigences propres au secteur, et offre aux sociétés un cadre unique pour la constatation des produits tirés des contrats conclus avec les clients. Selon le principe à la base des modifications de cette ASU, l'entité doit comptabiliser les produits des activités ordinaires dans le cas d'un transfert de biens ou de services promis à un client, et ce, selon un montant qui reflète le paiement que l'entité s'attend à recevoir en contrepartie de ces biens ou services. Les modifications énoncent diverses obligations d'information visant à permettre aux utilisateurs des états financiers de comprendre la nature, le montant, le calendrier et le degré d'incertitude des produits des activités ordinaires et des flux de trésorerie provenant des contrats conclus avec les clients. En mars 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-08, *Principal versus Agent Consideration*. Les modifications apportées par cette ASU clarifient le guide d'application de la nouvelle norme sur la comptabilisation des

produits des activités ordinaires pour ce qui est des questions relatives aux opérations conclues par l'entité agissant pour son propre compte ou comme mandataire. En avril 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-10, *Identifying Performance Obligation and Licensing*, qui permet de réduire la complexité de l'application des directives sur l'identification des obligations d'exécution et qui améliore l'utilité et la compréhensibilité des directives sur l'octroi de permis. En mai 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-12, *Narrow Scope Improvements and Practical Expedients*, qui clarifie plusieurs aspects de la mise en œuvre, dont la recouvrabilité, la présentation des taxes de vente, la contrepartie hors trésorerie, les modifications au contrat, les contrats achevés et la transition. En décembre 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-20, *Technical Corrections and Improvements*, laquelle apporte des corrections et des améliorations techniques mineures à la nouvelle norme sur les produits des activités ordinaires. La nouvelle norme sur les produits des activités ordinaires s'applique aux périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts à compter du 15 décembre 2017. En 2016, AltaGas a formé une équipe interfonctionnelle de mise en œuvre regroupant des représentants provenant de tous les secteurs d'activité. Un exercice de délimitation provisoire de la portée de cette norme a été réalisé pour les secteurs d'activité d'AltaGas, et bien qu'AltaGas continue à évaluer toutes les incidences éventuelles de cette norme, elle prévoit que le calendrier de la constatation des produits en vertu de l'ASU pour les contrats comportant des options d'achat ferme des secteurs Gaz et Services publics seront les plus touchés par ces modifications. AltaGas procède toujours à l'évaluation de ces incidences. L'examen des contrats d'AltaGas est en cours afin de relever et de quantifier les écarts potentiels. En outre, AltaGas attend des clarifications de la présentation des autres programmes visant les produits dans l'état des résultats du Power and Utility Entities Revenue Recognition Task Force de l'AICPA. L'ASU permet l'utilisation de la méthode de transition rétrospective intégrale ou modifiée; AltaGas prévoit à l'heure actuelle appliquer la méthode de transition rétrospective modifiée.

En janvier 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-01, *Recognition and Measurement of Financial Assets and Financial Liabilities*, qui revoit la comptabilisation par une entité relativement 1) au classement et à l'évaluation des placements dans des titres de capitaux propres, et 2) à la présentation de certaines variations de la juste valeur de passifs financiers évalués à la juste valeur. La norme modifie aussi certaines obligations d'information associées à la juste valeur des instruments financiers. Les modifications apportées à cette ASU s'appliquent aux périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2017. Au moment de l'adoption, les entités devront comptabiliser un ajustement de l'incidence cumulative dans le bilan à la date d'ouverture de la première période de présentation de l'information au cours de laquelle la norme est en vigueur. La norme sur les titres de capitaux propres dont la juste valeur n'est pas facilement déterminable s'appliquera de manière prospective à tous les placements dans des titres de capitaux propres existant en date de l'adoption de la norme. Après l'adoption, AltaGas ne pourra plus classer les titres de capitaux propres dont la juste valeur est facilement déterminable comme disponibles à la vente, et toute variation de la juste valeur devra être comptabilisée en résultat plutôt que dans les autres éléments du résultat étendu. Les autres dispositions de cette ASU ne devraient pas avoir une incidence importante sur les états financiers d'AltaGas.

En février 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-02, *Leases*, qui exige que les locataires comptabilisent au bilan un actif lié au droit d'utilisation et un passif locatif pour tous les contrats de location dont la durée est supérieure à 12 mois. La comptabilité pour le locateur demeure pratiquement inchangée. Toutefois, l'ASU modifie ce qui correspond à un contrat de location-vente ou de location-financement et élimine les dispositions propres à l'immobilier comprises dans l'ASC 840. L'ASU exige également la présentation d'informations supplémentaires sur les ententes de location. Les modifications apportées par cette ASU s'appliquent aux périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2018. Pour la transition, les locataires et les locateurs sont tenus de comptabiliser et d'évaluer les contrats de location au début de la première période présentée selon une approche rétrospective modifiée. AltaGas évalue actuellement l'incidence de l'adoption de cette ASU sur ses états financiers consolidés, mais elle s'attend à ce que cette nouvelle norme ait une incidence sur son bilan puisqu'au moment de son adoption, tous les contrats de location-exploitation devront être présentés dans le bilan.

En juin 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-13, *Financial Instruments – Credit Losses: Measurement of Credit Losses on Financial Instruments*. Les modifications apportées par cette ASU remplacent le modèle de la perte subie actuellement utilisé par le modèle de la perte attendue pour les actifs financiers évalués au coût amorti. Les modifications apportées par cette ASU s'appliquent pour les périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2020. L'adoption anticipée est permise. AltaGas évalue actuellement l'incidence de cette ASU sur ses états financiers consolidés.

En août 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-15, *Statement of Cash Flows: Classification of Certain Cash Receipts and Cash Payments*. Les modifications apportées par cette ASU clarifient le classement de certaines transactions de flux de trésorerie dans les états des flux de trésorerie. Les modifications apportées par cette ASU s'appliquent pour les périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2017. L'adoption anticipée est permise. L'adoption de cette ASU ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

En octobre 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-16, *Income Taxes: Intra-Entity Transfers of Assets Other Than Inventory*. Les modifications apportées par cette ASU renvoient la comptabilisation des conséquences en matière d'impôts sur le résultat sur les transferts intragroupes d'actifs en exigeant qu'une entité comptabilise les impôts exigibles et reportés pour pareils transferts intragroupes, outre les transferts de stocks, si le transfert a effectivement lieu. Les modifications apportées par cette ASU s'appliquent pour les périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2017. Une entité doit appliquer les modifications de cette ASU selon la méthode rétrospective modifiée en portant l'effet cumulatif de l'ajustement directement au solde d'ouverture des bénéfices non répartis au début de la période d'adoption. L'adoption de cette ASU ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

En novembre 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-18, *Statement of Cash Flows: Restricted Cash*. Les modifications apportées par cette ASU exigent que le solde de la trésorerie et des équivalents de trésorerie présenté dans l'état des flux de trésorerie comprenne les montants réputés être de la trésorerie et des équivalents de trésorerie soumis à restrictions dans l'état des flux de trésorerie. Les modifications apportées par cette ASU s'appliquent pour les périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2017. Une entité doit appliquer rétrospectivement les modifications de cette ASU pour chaque période présentée. L'adoption anticipée est également permise. L'adoption de cette ASU ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états des flux de trésorerie consolidés d'AltaGas.

En janvier 2017, le FASB a publié l'ASU 2017-01, *Business Combinations: Clarifying the Definition of a Business*. Les modifications apportées par cette ASU changent la définition d'une entreprise afin d'aider les entités à évaluer si des actifs et des activités transférés constituent une entreprise. Les modifications apportées par cette ASU s'appliquent pour les périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2017. Une entité doit appliquer prospectivement ces modifications apportées par l'ASU ou après leur date d'entrée en vigueur. AltaGas appliquera les modifications de manière prospective.

En janvier 2017, le FASB a publié l'ASU 2017-04, *Intangibles – Goodwill and Other: Simplifying the Test for Goodwill Impairment*. L'ASU retire l'étape 2 du test de dépréciation de l'écart d'acquisition, éliminant ainsi l'obligation de déterminer la juste valeur des actifs et des passifs pris individuellement d'une unité d'exploitation afin d'évaluer la dépréciation de l'écart d'acquisition. Une entité doit adopter les modifications apportées à cette ASU pour les périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2020. Une entité doit appliquer prospectivement les modifications apportées par cette ASU. L'adoption anticipée est permise. AltaGas appliquera les modifications de manière prospective.

En février 2017, le FASB a publié l'ASU 2017-05, *Other Income – Gains and Losses from the De-recognition of Nonfinancial Assets: Clarifying the Scope of Asset De-recognition Guidance and Accounting for Partial Sales of Nonfinancial Assets*. Les modifications apportées par cette ASU clarifient le champ d'application de l'ASC 610-20 ainsi que la comptabilisation des ventes partielles d'actifs non financiers. La date d'entrée en vigueur et les dispositions transitoires des modifications apportées par cette ASU sont les mêmes que pour l'ASU 2014-09, qui est en vigueur pour les périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts à compter du 15 décembre 2017. L'adoption de cette ASU ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

En mars 2017, le FASB a publié l'ASU 2017-07, *Compensation – Retirement Benefits: Improving the Presentation of Net Periodic Pension Cost and Net Periodic Postretirement Benefit Cost*. Selon les modifications apportées par cette ASU, la présentation dans l'état des résultats du coût net périodique des prestations et du coût net des avantages complémentaires de retraite doit être revue et les composantes qui sont admissibles à la capitalisation dans les actifs sont limitées au coût des services. Les modifications apportées par cette ASU s'appliquent pour les périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après

le 15 décembre 2017. Les modifications apportées par cette ASU doivent être appliquées rétrospectivement en ce qui concerne la présentation du coût des services et des autres composantes du coût net des prestations dans l'état des résultats, et prospectivement, à compter de la date d'entrée en vigueur, en ce qui a trait à la capitalisation du coût des services. AltaGas évalue actuellement l'incidence de cette ASU sur ses états financiers consolidés.

En mai 2017, le FASB a publié l'ASU 2017-09, *Compensation – Stock Compensation: Scope of Modifications Accounting*. Les modifications à cette ASU fournissent des directives sur le type de changements aux modalités des arrangements dont le paiement est fondé sur des actions auxquels une entité serait tenue d'appliquer la modification. Les modifications apportées par cette ASU s'appliquent pour les périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2017. Une entité doit appliquer prospectivement ces modifications apportées par l'ASU ou après leur date d'entrée en vigueur. L'adoption anticipée est permise. AltaGas appliquera les modifications de manière prospective.

3. ACQUISITION PROCHAINE DE WGL

Acquisition prochaine de WGL Holdings, Inc. (WGL)

Le 25 janvier 2017, la Société a conclu une entente définitive (la convention de fusion) visant l'acquisition indirecte de WGL Holdings, Inc. (l'acquisition de WGL). Aux termes de la convention de fusion, après la réalisation de l'acquisition de WGL, les actionnaires ordinaires de WGL recevront 88,25 \$ US en espèces par action ordinaire, ce qui représente une valeur d'entreprise totale de 6,7 milliards de dollars américains, y compris la prise en charge de dettes d'environ 2,1 milliards de dollars américains au 31 mars 2017.

WGL est une entreprise d'infrastructures énergétiques diversifiée et l'unique actionnaire ordinaire de Washington Gas Light Company (Washington Gas), un service public de gaz naturel réglementé dont le siège social est situé à Washington et qui compte plus de 1,1 million de clients au Maryland, en Virginie et dans le District de Columbia. WGL compte un secteur intermédiaire en croissance avec des investissements dans des infrastructures de collecte de gaz naturel et dans des gazoducs à tarifs réglementés qui sont reliés à la formation gazéifère Marcellus/Utica située dans le nord-est des États-Unis et qui offrent la possibilité de se connecter à des installations d'exportation énergétique maritimes sur la côte Atlantique de l'Amérique du Nord par le terminal de GNL Cove Point proposé au Maryland aménagé par un tiers et dont l'entrée en service est prévue pour la fin de 2017. WGL possède également des actifs de production d'énergie propre faisant l'objet de contrats et se concentre sur la propriété d'actifs de production décentralisée et d'efficacité énergétique partout aux États-Unis. En outre, WGL mène des activités de détail de commercialisation de l'énergie et du gaz naturel auprès d'environ 236 000 clients au Maryland, en Virginie, au Delaware, en Pennsylvanie et dans le District de Columbia. À la clôture de l'acquisition de WGL, AltaGas s'attend à avoir des actifs totalisant plus de 22 milliards de dollars et plus de 1,7 million de clients de gaz naturel à tarifs réglementés.

L'acquisition de WGL n'est assujettie à aucune condition de financement. AltaGas prévoit que les fonds nécessaires à la clôture de l'acquisition de WGL proviendront du produit net tiré d'un placement privé de reçus de souscription de 400 millions de dollars, et du produit brut de 2,2 milliards de dollars tiré du placement par prise ferme de reçus de souscription (y compris l'option de surallocation qui a été exercée en partie), pour un produit brut total d'environ 2,6 milliards de dollars (se reporter à la rubrique «Reçus de souscription» ci-dessous pour plus de renseignements); de placements futurs de titres d'emprunt de premier rang, de titres hybrides, d'actions ou de titres liés à des actions (y compris des actions privilégiées ou des débentures convertibles); de ventes de certains actifs choisis d'AltaGas; et de la facilité de crédit-relais entièrement confirmée d'environ 3,0 milliards de dollars américains, qui serait disponible pour une période de 12 à 18 mois suivant la clôture de l'acquisition de WGL. Le calendrier des placements est sous réserve de la conjoncture des marchés. AltaGas croit qu'il existe diverses occasions concrètes et attrayantes de monétiser certains de ses actifs de manière à appuyer la stratégie à long terme de la Société et d'étendre ses activités dans des domaines intéressants tout en conservant à long terme une composition équilibrée d'actifs d'infrastructures énergétiques dans l'ensemble de ses secteurs Gaz, Électricité et Services publics. AltaGas lance la phase 1 de son processus de vente d'actifs, qui vise de grandes centrales alimentées au gaz naturel en Californie, ainsi que des actifs secondaires de moindre importance.

Le 10 mai 2017, les actionnaires ordinaires de WGL ont voté en faveur de la convention de fusion visant l'acquisition proposée de WGL. La réalisation de l'acquisition de WGL est assujettie au respect de conditions de clôture, y compris l'obtention des autorisations réglementaires et gouvernementales requises, dont l'autorisation de la Public Service Commission du District of Columbia (PSC du DC), de la Maryland Public Service Commission (PSC du MD), de la Commonwealth of Virginia State Corporation Commission (SCC de la VA), de la United States Federal Energy Regulatory Commission (FERC) et du Committee on Foreign Investment aux États-Unis (CFIUS), ainsi qu'à l'expiration ou la fin du délai d'attente applicable en vertu de la *Hart-Scott-Rodino Antitrust Improvements Act of 1976*, dans sa version modifiée (loi HSR).

Des demandes réglementaires ont été déposées auprès de la PSC du DC, de la PSC du MD et de la SCC de la VA le 24 avril 2017. Le même jour, AltaGas et WGL ont également déposé un avis conjoint au CFIUS et une demande d'application auprès de la FERC. En outre, le 15 juin 2017, un avis sur l'acquisition de WGL préalable à la fusion a été déposé conformément aux exigences de la loi HSR. Si possible, les audiences portant sur les applications réglementaires des États devraient commencer au quatrième trimestre de 2017, les décisions finales devant être rendues au premier semestre de 2018. Le 6 juillet 2017, la FERC a conclu que la transaction était dans l'intérêt public et l'a donc approuvée. Le 17 juillet 2017, au terme de la période d'attente requise par le chapitre 7A(b)(1) de la loi HSR, la fusion a été réputée approuvée par la Federal Trade Commission et le Department of Justice. Ces approbations sont valides pour un an. AltaGas prévoit que l'examen du CFIUS sera terminé d'ici la fin de septembre 2017.

Le 28 mars 2017, des porteurs d'actions présumés de WGL ont déposé une plainte sous forme de recours collectif contre WGL, des administrateurs de WGL, AltaGas et Wrangler Inc. (une filiale en propriété exclusive d'AltaGas). Les administrateurs d'AltaGas et les administrateurs de Wrangler Inc. ne sont pas nommés comme défendeurs dans la plainte. La plainte soutient que des informations importantes relatives à l'acquisition prochaine de WGL n'ont pas été fournies dans la circulaire de sollicitation de procurations provisoire déposée par WGL le 10 mars 2017 auprès de la United States Securities and Exchange Commission, la rendant inexacte et trompeuse aux termes des lois américaines sur les valeurs mobilières. AltaGas considère que les réclamations invoquées contre les défendeurs nommés dans la plainte sont sans fondement. Or, le 1^{er} mai 2017, dans le seul but d'éviter les coûts, risques et incertitudes propres à tout processus de litige, et sans admettre une quelconque responsabilité ou faute, les défendeurs ont conclu un protocole d'entente en vue de régler la poursuite en échange, en général et entre autres, du dépôt auprès de la United States Securities and Exchange Commission du rapport courant sur formulaire 8-K, daté du 1^{er} mai 2017, qui complétait la circulaire de sollicitation de procurations en vue de la fusion déposée par WGL. Le 11 mai 2017, les actionnaires présumés de WGL ont rejeté la poursuite sans réserves à l'égard des plaignants mais avec réserves à l'égard de la catégorie d'actionnaires de WGL présumés.

En outre, le 23 mars 2017, des porteurs d'actions présumés de WGL ont déposé une plainte sous forme de recours collectif contre WGL et chaque membre du conseil d'administration de WGL, soutenant que WGL et le conseil d'administration de WGL auraient manqué à leurs obligations fiduciaires. AltaGas et les administrateurs d'AltaGas n'ont pas été nommés comme défendeurs dans la plainte. Cette poursuite a également été rejetée par les actionnaires présumés de WGL sans réserves à l'égard des plaignants mais avec réserves à l'égard de la catégorie d'actionnaires de WGL présumés.

Reçus de souscription

Le 3 février 2017, la Société a émis environ 80,7 millions de reçus de souscription au prix de 31 \$ chacun dans le cadre d'un placement privé et d'un appel public à l'épargne pour un produit brut total d'environ 2,5 milliards de dollars afin de financer en partie l'acquisition de WGL. Le 3 mars 2017, l'option de surallocation visant 3,8 millions de reçus de souscription additionnels a été exercée en partie pour un produit brut d'environ 118 millions de dollars. En raison de la vente des reçus de souscription additionnels découlant de l'exercice de l'option de surallocation, le produit brut total s'élève à environ 2,6 milliards de dollars. Chaque reçu de souscription donnera à son porteur le droit de recevoir automatiquement, à la clôture de l'acquisition de WGL, une action ordinaire. Pendant que les reçus de souscription demeureront en circulation, leurs porteurs auront le droit de recevoir, pour chaque reçu de souscription, des paiements en espèces (paiements de l'équivalent du dividende) correspondant aux dividendes déclarés sur chaque action ordinaire. La date de clôture des registres pour le paiement de l'équivalent du dividende sera la même que la date de clôture des registres pour les dividendes déclarés sur les actions ordinaires, et les paiements de l'équivalent du dividende seront versés aux porteurs de reçus de souscription simultanément au paiement de dividende sur les

actions ordinaires. Le paiement de l'équivalent du dividende sera effectué d'abord par prélèvement sur l'intérêt généré par les fonds entiercés et par la suite sur les fonds entiercés. Si la convention de fusion est résiliée après la date de déclaration du dividende sur les actions ordinaires, mais avant la date de clôture des registres pour les dividendes sur les actions ordinaires, les porteurs de reçus de souscription inscrits à la date de résiliation recevront une quote-part du paiement du dividende au titre du paiement de l'équivalent du dividende. Si la convention de fusion est résiliée à une date de clôture des registres ou après une date de clôture des registres, mais avant la date de paiement du dividende ou à cette date, les porteurs auront le droit de recevoir le paiement de l'équivalent du dividende intégralement.

Le produit net de la vente des reçus de souscription est détenu par un agent d'entiercement jusqu'à, entre autres, l'obtention de toutes les approbations réglementaires et gouvernementales requises pour finaliser l'acquisition de WGL et la confirmation que les parties à la convention de fusion sont en mesure de réaliser l'acquisition de WGL à tous égards importants conformément aux modalités de la convention de fusion, sauf en ce qui concerne le paiement du prix d'achat, et qu'AltaGas dispose de la totalité des autres fonds nécessaires pour réaliser l'acquisition de WGL. Si l'avis de libération des fonds entiercés n'est pas remis d'ici 17 h (heure de Calgary) le 4 septembre 2018, la Société sera tenue de verser une indemnité de résiliation correspondant au prix d'émission global des reçus de souscription de ces porteurs, plus les paiements de l'équivalent du dividende impayés dus à ces porteurs de reçus de souscription.

4. ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE

Aux	30 juin 2017	31 décembre 2016
Actifs détenus en vue de la vente		
Immobilisations corporelles	— \$	67,3 \$
Écart d'acquisition	—	3,4
	— \$	70,7 \$
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente		
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	— \$	0,4 \$
	— \$	0,4 \$

En mars 2017, AltaGas a conclu la cession des réseaux de distribution d'éthylène et des actifs de gazoducs de transport du réseau Joffre Feedstock Pipeline, dans le secteur Gaz, à Nova Chemicals Corporation pour un produit brut d'environ 67,0 millions de dollars. AltaGas a comptabilisé une perte avant impôts à la cession d'environ 3,4 millions de dollars dans l'état des résultats consolidé au poste «Autres bénéfices (pertes)» pour les six mois clos le 30 juin 2017.

5. STOCKS

Aux	30 juin 2017	31 décembre 2016
Gaz naturel stocké	107,9 \$	172,6 \$
Autres stocks	51,9	48,4
	159,8 \$	221,0 \$

6. ÉCART D'ACQUISITION

Aux	30 juin 2017	31 décembre 2016
Solde au début de la période	856,0 \$	877,3 \$
Change	(19,6)	(17,9)
Reclassement dans les actifs détenus en vue de la vente (note 4)	—	(3,4)
Solde à la fin de la période	836,4 \$	856,0 \$

7. PLACEMENTS À LONG TERME ET AUTRES ACTIFS

Aux	30 juin 2017	31 décembre 2016
Placements dans des entités ouvertes	93,5 \$	49,4 \$
Prêt à une société affiliée	67,5	62,5
Créances locatives reportées	52,5	16,3
Frais d'émission de titres de créance liés aux facilités de crédit et de crédit-relais	26,0	5,1
Dépôts remboursables	15,4	39,0
Prêts consentis à des employés	0,8	0,8
Paiements anticipés sur des ententes de service à long terme	62,6	8,7
Avantages de retraite	2,7	2,8
Autre	5,0	4,7
	326,0 \$	189,3 \$

À la fin de mai 2017, AltaGas a conclu qu'elle n'exerçait désormais plus une influence notable sur Tidewater Midstream and Infrastructure Ltd. (Tidewater). Ainsi, AltaGas a cessé de comptabiliser le placement à la valeur de consolidation et a reclassé la valeur comptable du placement d'environ 65,4 millions de dollars au poste Placements à long terme et autres actifs. Les actions ordinaires de Tidewater sont maintenant comptabilisées à la juste valeur. Par suite de la perte de l'influence notable, AltaGas a comptabilisé une perte latente avant impôts d'environ 8,0 millions de dollars dans l'état des résultats consolidé au poste Autres bénéfiques (pertes) pour les trois mois et les six mois clos le 30 juin 2017. Les variations ultérieures de la juste valeur sont comptabilisées à l'état des résultats consolidé.

8. ENTITÉ À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

Le 5 mai 2017, AltaGas LPG Limited Partnership (AltaGas LPG), filiale en propriété exclusive d'AltaGas, et Vopak Development Canada Inc. (Vopak), filiale en propriété exclusive de Koninklijke Vopak N.V. (Royal Vopak), société ouverte constituée en vertu des lois des Pays-Bas, ont créé Ridley Island LPG Export Limited Partnership (RILE LP) en vue d'aménager, de détenir et d'exploiter le Ridley Island Propane Export Terminal (RIPET). Des filiales d'AltaGas détiennent une participation de 70 % et Vopak, une participation de 30 % dans RILE LP. Les coûts de construction de RIPET, qui sont estimés entre 450 millions de dollars et 500 millions de dollars, seront financés par AltaGas LPG et Vopak à hauteur de leur participation respective dans RILE LP. Au titre des arrangements, AltaGas a conclu une entente à long terme pour la capacité de RIPET avec RILE LP, et AltaGas et certaines de ses filiales fourniront les services de construction et d'exploitation à RILE LP.

AltaGas a établi que RILE LP est une entité à détenteurs de droits variables (EDDV) dans laquelle elle détient des droits variables et pour laquelle elle est le bénéficiaire principal. Au moment de déterminer qu'AltaGas était le bénéficiaire principal de l'EDDV, AltaGas a noté qu'elle avait le pouvoir de diriger les activités qui influent le plus sur le rendement économique de l'EDDV au titre des services de construction, d'exploitation et de marketing fournis à RILE LP. En outre, AltaGas a l'obligation d'absorber les pertes et le droit de recevoir les avantages qui pourraient être significatifs pour RILE LP en raison de l'entente à long terme pour la capacité de RIPET. C'est pourquoi AltaGas a consolidé RILE LP et comptabilisé 20,0 millions de dollars du produit de 24,1 millions de dollars reçus de Vopak au moment de la création de RILE LP à titre de participation ne donnant pas le contrôle, le reste du produit moins les impôts reportés ayant été comptabilisé à titre de surplus d'apport d'un montant de 3,0 millions de dollars.

Le tableau qui suit présente les montants compris dans les bilans consolidés attribuables à cette EDDV :

Aux	30 juin 2017	31 décembre 2016
Débiteurs	0,2 \$	— \$
Immobilisations corporelles	33,8	—
Placements à long terme et autres actifs	48,0	—
Actif net	82,0 \$	— \$

Les actifs de RILE LP sont la propriété de RILE LP et AltaGas ne peut y avoir recours à d'autres fins. RILE LP ne peut se servir des soldes de ses actifs que pour régler ses propres obligations. Le passif de RILE LP ne comprend pas les créances additionnelles sur les actifs généraux d'AltaGas. Le risque de perte d'AltaGas attribuable à sa participation à titre de commanditaire correspond à son placement net. AltaGas et Royal Vopak ont fourni des garanties limitées sur les obligations de leurs filiales respectives au titre des coûts de la construction de RIPET. Au moment de la mise en service commerciale de RIPET, les modalités de l'entente de capacité à long terme entre AltaGas LPG et RILE LP prévoient un rendement sur le capital investi et un remboursement du capital investi, ainsi que le remboursement des coûts d'exploitation de RIPET par AltaGas LPG conformément aux modalités de l'entente.

9. DETTE À LONG TERME

Aux	Date d'échéance	30 juin 2017	31 décembre 2016
Facilités de crédit			
1 400 millions de dollars, renouvelables, non garanties, à échéance prorogeable ^a	15 déc. 2020	668,1 \$	377,9 \$
300 millions de dollars américains, renouvelables, non garanties, à échéance prorogeable ^b	8 déc. 2019	—	—
Billets à moyen terme			
200 millions de dollars, premier rang, non garanti, 5,49 %	27 mars 2017	—	200,0
175 millions de dollars, premier rang, non garanti, 4,60 %	15 janv. 2018	175,0	175,0
200 millions de dollars, premier rang, non garanti, 4,55 %	17 janv. 2019	200,0	200,0
200 millions de dollars, premier rang, non garanti, 4,07 %	1 ^{er} juin 2020	200,0	200,0
350 millions de dollars, premier rang, non garanti, 3,72 %	28 sept. 2021	350,0	350,0
300 millions de dollars, premier rang, non garanti, 3,57 %	12 juin 2023	300,0	300,0
200 millions de dollars, premier rang, non garanti, 4,40 %	15 mars 2024	200,0	200,0
300 millions de dollars, premier rang, non garanti, 3,84 %	15 janv. 2025	299,9	299,9
100 millions de dollars, premier rang, non garanti, 5,16 %	13 janv. 2044	100,0	100,0
300 millions de dollars, premier rang, non garanti, 4,50 %	15 août 2044	299,8	299,8
350 millions de dollars, premier rang, non garanti, 4,12 %	7 avr. 2026	349,8	349,8
125 millions de dollars américains, premier rang, non garanti, à taux variable ^c	17 avr. 2017	—	167,8
Dettes à long terme SEMCO			
300 millions de dollars américains, SEMCO, premier rang, garantie, 5,15 % ^d	21 avr. 2020	389,3	402,8
82 millions de dollars américains, CINGSA, premier rang, garantie, 4,48 % ^e	2 mars 2032	91,2	97,5
Débiteures			
Débiteure de PNG RoyNat, 3,40 % ^f	15 sept. 2017	6,8	7,4
Débiteure de PNG de série 2018, 8,75 % ^f	15 nov. 2018	8,0	8,0
Débiteure de PNG de série 2025, 9,30 % ^f	18 juill. 2025	13,5	13,5
Débiteure de PNG de série 2027, 6,90 % ^f	2 déc. 2027	14,5	14,5
Contrat de location-acquisition de CINGSA, 3,50 %	1 ^{er} mai 2040	0,6	0,6
Contrat de location-acquisition de CINGSA, 4,48 %	4 juin 2068	0,2	0,2
		3 666,7 \$	3 764,7 \$
Moins les frais d'émission de titres de créance		(12,9)	(14,4)
		3 653,8	3 750,3
Moins la tranche échéant à moins d'un an		(189,8)	(383,4)
		3 464,0 \$	3 366,9 \$

- a) Les emprunts sur la facilité peuvent être effectués sous forme d'emprunts au taux préférentiel, d'emprunts au taux de base américain, d'emprunts au LIBOR, d'acceptations bancaires ou de lettres de crédit. Les emprunts sur la facilité entraînent des frais et portent intérêt aux taux applicables selon la nature des montants prélevés.
- b) Les emprunts sur la facilité peuvent être effectués sous forme d'emprunts au taux de base américain, d'emprunts au taux préférentiel américain, d'emprunts au LIBOR ou de lettres de crédit.
- c) Les billets comportaient un coupon à taux variable au LIBOR trois mois majoré de 0,85 %.
- d) La garantie des billets à moyen terme en dollars américains comprend certains actifs de SEMCO.
- e) La garantie du prêt de premier rang garanti par CINGSA comprend certains actifs de CINGSA. Alaska Storage Holding Company, LLC, filiale dans laquelle AltaGas possède une participation donnant le contrôle, est le garant sans recours de ce prêt.
- f) Pour chacune des débiteures garanties, la garantie consiste en une hypothèque de premier rang sur la quasi-totalité des immobilisations corporelles et des contrats d'achat et de vente de gaz de PNG, et en une charge flottante de premier rang sur d'autres immobilisations, actifs et engagements.

10. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

<i>(en millions de dollars)</i>	Disponibles à la vente	Régimes de retraite à prestations déterminées et régimes d'ACR	Couvertures des investis- sements nets	Conversion des activités à l'étranger	Sociétés émettrices	Total
Solde d'ouverture au 1^{er} janvier 2017	19,8 \$	(11,3) \$	(135,6) \$	526,3 \$	5,9 \$	405,1 \$
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement	(20,5)	—	6,8	(94,3)	(1,1)	(109,1)
Montants reclassés hors des autres éléments du résultat étendu	—	0,5	—	—	—	0,5
Règlement du régime d'ACR	—	0,3	—	—	—	0,3
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée (avant impôts)	(20,5)	0,8	6,8	(94,3)	(1,1)	(108,3)
Impôt sur les montants maintenus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu	3,0	—	—	—	—	3,0
Impôt sur les montants reclassés en résultats	—	(0,1)	—	—	—	(0,1)
Impôts sur les montants liés au règlement du régime d'ACR	—	(0,1)	—	—	—	(0,1)
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(17,5)	0,6	6,8	(94,3)	(1,1)	(105,5)
Solde de clôture au 30 juin 2017	2,3 \$	(10,7) \$	(128,8) \$	432,0 \$	4,8 \$	299,6 \$
Solde d'ouverture au 1 ^{er} janvier 2016	(2,4) \$	(9,6) \$	(169,6) \$	610,5 \$	4,6 \$	433,5 \$
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement	18,6	—	58,2	(170,4)	(1,0)	(94,6)
Montants reclassés hors des autres éléments du résultat étendu	—	0,4	—	—	—	0,4
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée (avant impôts)	18,6	0,4	58,2	(170,4)	(1,0)	(94,2)
Impôt sur les montants maintenus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu	(2,5)	—	(14,0)	—	—	(16,5)
Impôt sur les montants reclassés en résultats	—	(0,1)	—	—	—	(0,1)
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	16,1	0,3	44,2	(170,4)	(1,0)	(110,8)
Solde de clôture au 30 juin 2016	13,7 \$	(9,3) \$	(125,4) \$	440,1 \$	3,6 \$	322,7 \$

Reclassement hors du cumul des autres éléments du résultat étendu

Composantes reclassées hors du cumul des autres éléments du résultat étendu	Poste de l'état des résultats	Trois mois clos le 30 juin 2017	Six mois clos le 30 juin 2017
Régimes de retraite à prestations déterminées et régimes d'ACR	Charges d'exploitation et d'administration	0,3 \$	0,5 \$
Impôts reportés	Charge d'impôts – Impôts reportés	(0,1)	(0,1)
		0,2 \$	0,4 \$

Composantes reclassées hors du cumul des autres éléments du résultat étendu	Poste de l'état des résultats	Trois mois clos le 30 juin 2016	Six mois clos le 30 juin 2016
Régimes de retraite à prestations déterminées et régimes d'ACR	Charges d'exploitation et d'administration	0,3 \$	0,4 \$
Impôts reportés	Charge d'impôts – Impôts reportés	(0,1)	(0,1)
		0,2 \$	0,3 \$

11. INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DU RISQUE FINANCIER

Les instruments financiers de la Société se composent de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, des débiteurs, des contrats de gestion du risque, de certains placements à long terme et d'autres actifs, des créditeurs et charges à payer, des dividendes à payer, de la dette à court terme et à long terme et de certains autres passifs à court terme et à long terme.

Hiérarchie des justes valeurs

AltaGas classe ses actifs financiers et ses passifs financiers dans l'un des trois niveaux de la hiérarchie en fonction des évaluations à la juste valeur et des données utilisées pour déterminer la juste valeur.

Niveau 1 – La juste valeur est fondée sur les prix non rajustés cotés sur des marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques. La juste valeur repose sur des données directement observables sur des transactions visant des actifs ou des passifs identiques sans recourir à des hypothèses. Sont incluses dans ce niveau les actions négociées publiquement évaluées au cours de clôture à la date du bilan.

Niveau 2 – La juste valeur est déterminée au moyen de modèles et de méthodes d'évaluation où les données autres que les prix cotés visés au niveau 1 sont observables pour l'actif ou le passif, directement ou indirectement. AltaGas a recours à des instruments dérivés hors cote pour gérer les fluctuations des prix des produits de base et des taux de change. AltaGas évalue les prix à terme en fonction de données provenant de sources reconnues, rajustées pour tenir compte des facteurs propres à l'actif ou au passif, y compris les courbes des écarts de base et des écarts attribuables aux emplacements, des taux d'escompte et des taux de change. Les courbes de taux à terme utilisées pour évaluer ces instruments dérivés à la valeur de marché sont corroborées avec de l'information du domaine public.

Niveau 3 – La juste valeur est déterminée d'après des données relatives à l'actif ou au passif qui ne sont pas fondées sur des données de marché observables. AltaGas a recours à des méthodes d'évaluation lorsqu'il n'existe pas de données de marché observables.

Les méthodes et hypothèses suivantes ont été utilisées pour estimer la juste valeur de chaque catégorie importante d'instruments financiers :

Trésorerie et équivalents de trésorerie, débiteurs, créditeurs, autres passifs à court terme, dette à court terme et dividendes à payer : la valeur comptable se rapproche de la juste valeur en raison de la courte échéance de ces instruments.

Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, dette à long terme et autres passifs à long terme : la juste valeur de ces passifs a été estimée selon les versements du capital et de l'intérêt futurs actualisés au moyen de taux d'intérêt en vigueur sur le marché pour des instruments ayant des modalités similaires.

Actifs et passifs de gestion du risque : la juste valeur des contrats de dérivés d'électricité, de gaz naturel et de LGN a été calculée en se servant des prix à terme estimatifs publiés pour la période considérée. La juste valeur des contrats de dérivés de change a été calculée selon les cours du marché. La juste valeur des options de change a été calculée au moyen d'une variation du modèle d'évaluation Black et Scholes.

	30 juin 2017				
	Valeur comptable	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Actifs financiers					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	156,1 \$	156,1 \$	— \$	— \$	156,1 \$
Actifs de gestion du risque (à court terme)	44,2	—	44,2	—	44,2
Actifs de gestion du risque (à long terme)	16,5	—	16,5	—	16,5
Placements à long terme et autres actifs ^a	161,8	93,5	68,3	—	161,8
	378,6 \$	249,6 \$	129,0 \$	— \$	378,6 \$
Passifs financiers					
Passifs de gestion du risque (à court terme)	20,0 \$	— \$	20,0 \$	— \$	20,0 \$
Passifs de gestion du risque (à long terme)	10,7	—	10,7	—	10,7
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	189,8	—	192,1	—	192,1
Dette à long terme	3 464,0	—	3 575,1	—	3 575,1
Autres passifs à court terme ^b	16,0	—	16,1	—	16,1
Autres passifs à long terme ^b	150,2	—	151,4	—	151,4
	3 850,7 \$	— \$	3 965,4 \$	— \$	3 965,4 \$

a) Excluent les actifs non financiers.

b) Excluent les passifs non financiers.

	31 décembre 2016				
	Valeur comptable	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Actifs financiers					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	19,0 \$	19,0 \$	— \$	— \$	19,0 \$
Actifs de gestion du risque (à court terme)	40,4	—	40,4	—	40,4
Actifs de gestion du risque (à long terme)	24,1	—	24,1	—	24,1
Placements à long terme et autres actifs ^a	113,0	49,4	63,6	—	113,0
	196,5 \$	68,4 \$	128,1 \$	— \$	196,5 \$
Passifs financiers					
Passifs de gestion du risque (à court terme)	32,9 \$	— \$	32,9 \$	— \$	32,9 \$
Passifs de gestion du risque (à long terme)	12,6	—	12,6	—	12,6
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	383,4	—	385,3	—	385,3
Dette à long terme	3 366,9	—	3 500,9	—	3 500,9
Autres passifs à court terme ^b	22,3	—	22,0	—	22,0
Autres passifs à long terme ^b	152,8	—	152,4	—	152,4
	3 970,9 \$	— \$	4 106,1 \$	— \$	4 106,1 \$

a) Excluent les actifs non financiers.

b) Excluent les passifs non financiers.

Sommaire des gains latents (pertes latentes) sur les contrats de gestion du risque comptabilisés dans le bénéfice net

	Trois mois clos le 30 juin		Six mois clos le 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Gaz naturel	(0,3) \$	0,5 \$	(2,0) \$	(0,4) \$
Optimisation du stockage	0,5	(1,3)	2,8	(3,7)
Différentiel de fractionnement de LGN	2,0	(2,5)	9,6	(2,5)
Électricité	(8,7)	(9,1)	(9,1)	3,0
Coût thermique	—	(0,1)	—	(0,1)
Change	(15,7)	1,0	(22,5)	0,9
Dérivés incorporés	—	—	—	0,2
	(22,2) \$	(11,5) \$	(21,2) \$	(2,6) \$

Compensation des actifs dérivés et des passifs dérivés

Certains contrats de gestion du risque d'AltaGas font l'objet d'accords généraux de compensation qui créent un droit juridiquement exécutoire pour compenser par contrepartie les actifs financiers et les passifs financiers connexes.

	30 juin 2017		
	Montants bruts des actifs/passifs comptabilisés	Montants bruts compensés dans le bilan	Montants nets présentés dans le bilan
Actifs de gestion du risque^a			
Gaz naturel	23,6 \$	(5,3) \$	18,3 \$
Différentiel de fractionnement de LGN	2,2	(0,3)	1,9
Électricité	27,3	(0,9)	26,4
Change	14,1	—	14,1
	67,2 \$	(6,5) \$	60,7 \$
Passifs de gestion du risque^b			
Gaz naturel	22,1 \$	(5,3) \$	16,8 \$
Différentiel de fractionnement de LGN	5,0	(0,3)	4,7
Électricité	10,1	(0,9)	9,2
	37,2 \$	(6,5) \$	30,7 \$

a) Le montant net des actifs de gestion du risque dans le bilan comprend le solde (à court terme) des actifs de gestion du risque de 44,2 millions de dollars et le solde (à long terme) des actifs de gestion du risque de 16,5 millions de dollars.

b) Le montant net des passifs de gestion du risque dans le bilan comprend le solde (à court terme) des passifs de gestion du risque de 20,0 millions de dollars et le solde (à long terme) des passifs de gestion du risque de 10,7 millions de dollars.

31 décembre 2016

	Montants bruts des actifs/passifs comptabilisés	Montants bruts compensés dans le bilan	Montants nets présentés dans le bilan
Actifs de gestion du risque^a			
Gaz naturel	20,1 \$	(2,9) \$	17,2 \$
Optimisation du stockage	0,7	(0,7)	—
Différentiel de fractionnement de LGN	3,4	—	3,4
Électricité	43,5	—	43,5
Change	1,8	(1,4)	0,4
	69,5 \$	(5,0) \$	64,5 \$

Passifs de gestion du risque^b			
Gaz naturel	16,5 \$	(2,9) \$	13,6 \$
Optimisation du stockage	3,5	(0,7)	2,8
Différentiel de fractionnement de LGN	15,7	—	15,7
Électricité	13,4	—	13,4
Change	1,4	(1,4)	—
	50,5 \$	(5,0) \$	45,5 \$

a) Le montant net des actifs de gestion du risque dans le bilan comprend le solde (à court terme) des actifs de gestion du risque de 40,4 millions de dollars et le solde (à long terme) des actifs de gestion du risque de 24,1 millions de dollars.

b) Le montant net des passifs de gestion du risque dans le bilan comprend le solde (à court terme) des passifs de gestion du risque de 32,9 millions de dollars et le solde (à long terme) des passifs de gestion du risque de 12,6 millions de dollars.

Résumé du volume théorique

Le tableau qui suit présente le volume théorique des contrats sur les prix des produits de base en cours de la Société :

	30 juin 2017	31 décembre 2016
Gaz naturel		
Ventes	64 177 377 GJ	63 209 420 GJ
Achats	45 799 057 GJ	58 913 082 GJ
Swaps	5 156 761 GJ	474 037 GJ
Différentiel de fractionnement de LGN		
Swaps sur propane	869 613 b	1 330 063 b
Swaps sur butane	—	49 500 b
Swaps sur pétrole brut	221 245 b	302 710 b
Swaps sur gaz naturel	4 986 763 GJ	7 639 175 GJ
Électricité		
Ventes	2 507 777 MWh	2 671 748 MWh
Achats	117 636 MWh	217 520 MWh
Swaps	1 735 421 MWh	1 472 040 MWh

Change

AltaGas couvre ses activités à l'étranger en désignant ses titres de créance libellés en dollars américains à titre de couvertures des investissements nets. Au 30 juin 2017, AltaGas avait désigné des titres de créance en cours de 39,0 millions de dollars américains à titre de couvertures des investissements nets (301,0 millions de dollars américains au 31 décembre 2016).

De plus, pour atténuer le risque de change associé au prix d'achat au comptant de WGL, AltaGas a conclu des options de change d'une valeur notionnelle totale de 1,2 milliard de dollars américains. Ces options de change ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture.

12. CAPITAUX PROPRES

Autorisation

AltaGas est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires avec droit de vote. AltaGas est également autorisée à émettre des actions privilégiées ne dépassant pas 50 % des droits de vote rattachés aux actions ordinaires émises et en circulation.

Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat au comptant facultatif Premium Dividend^{MC} (RRD ou le Régime)

Le Régime comprend trois composantes : une composante Premium Dividend^{MC}, une composante réinvestissement des dividendes et une composante achat au comptant facultatif.

Le Régime offre aux porteurs d'actions ordinaires admissibles la possibilité, à leur gré, 1) de réinvestir les dividendes en espèces versés par AltaGas sur les actions ordinaires afin d'acquérir de nouvelles actions ordinaires à un escompte de 3 % par rapport au cours moyen du marché (défini ci-après) de ces actions ordinaires à la date de paiement du dividende applicable (la composante réinvestissement des dividendes du Régime) ou 2) de réinvestir les dividendes en espèces versés par AltaGas sur les actions ordinaires afin d'acquérir de nouvelles actions ordinaires à un escompte de 3 % par rapport au cours moyen du marché (défini ci-après) à la date de paiement du dividende applicable et d'échanger ces actions ordinaires supplémentaires d'AltaGas contre un paiement au comptant égal à 101 % du montant réinvesti (la composante Premium Dividend^{MC} du Régime).

Le Régime offre également aux actionnaires qui sont inscrits à la composante réinvestissement des dividendes du Régime la possibilité d'acquérir de nouvelles actions ordinaires au cours moyen du marché (sans escompte) à la date de paiement du dividende applicable (la composante achat au comptant facultatif du Régime).

Chacune des composantes du Régime est assujettie, dans certains cas, à la répartition au prorata et à d'autres restrictions liées à la disponibilité de nouvelles actions ordinaires. Le «cours moyen du marché» à une date précise de paiement du dividende correspond à la moyenne arithmétique (calculée à quatre décimales) du cours moyen pondéré en fonction du volume quotidien des actions ordinaires négociées à la Bourse de Toronto pour les jours de Bourse où au moins un lot régulier d'actions ordinaires est négocié au cours des 10 jours ouvrables immédiatement avant la date de paiement du dividende applicable. Ces cours seront ajustés de façon appropriée en cas de certains changements apportés au capital, dont des fractionnements des actions ordinaires, des regroupements d'actions ordinaires, certains placements de droits de souscription et certains dividendes. Les actionnaires résidant à l'extérieur du Canada n'ont pas le droit de prendre part à la composante Premium Dividend^{MC} du Régime. Les actionnaires résidant à l'extérieur du Canada (mais pas aux États-Unis) ont le droit de prendre part à la composante réinvestissement des dividendes ou à la composante achat au comptant facultatif du Régime seulement si leur participation est autorisée par les lois de leur territoire de résidence et si AltaGas juge, à sa seule discrétion, que ces lois n'entraînent pas pour le Régime ou pour AltaGas des obligations légales ou réglementaires additionnelles.

Actions ordinaires émises et en circulation	Nombre d'actions	Montant
1 ^{er} janvier 2016	146 281 247	3 168,1 \$
Actions émises dans le cadre d'un appel public à l'épargne, après frais d'émission	14 685 000	422,2
Actions émises au comptant à l'exercice d'options	337 750	9,3
Impôts reportés sur les frais d'émission d'actions	—	0,2
Actions émises en vertu du RRD	5 602 836	173,6
31 décembre 2016	166 906 833	3 773,4
Actions émises au comptant à l'exercice d'options	129 375	3,7
Actions émises en vertu du RRD	3 863 034	117,4
Émises et en circulation au 30 juin 2017	170 899 242	3 894,5 \$

^{MC} Indique une marque de commerce de la Corporation Canaccord Genuity.

Actions privilégiées

Actions privilégiées de série A émises et en circulation	Nombre d'actions	Montant
1 ^{er} janvier 2016	5 511 220	135,0 \$
31 décembre 2016	5 511 220	135,0
Émises et en circulation au 30 juin 2017	5 511 220	135,0 \$

Actions privilégiées de série B émises et en circulation	Nombre d'actions	Montant
1 ^{er} janvier 2016	2 488 780	60,9 \$
31 décembre 2016	2 488 780	60,9
Émises et en circulation au 30 juin 2017	2 488 780	60,9 \$

Actions privilégiées de série C émises et en circulation	Nombre d'actions	Montant
1 ^{er} janvier 2016	8 000 000	200,6 \$
31 décembre 2016	8 000 000	200,6
Émises et en circulation au 30 juin 2017	8 000 000	200,6 \$

Actions privilégiées de série E émises et en circulation	Nombre d'actions	Montant
1 ^{er} janvier 2016	8 000 000	195,8 \$
31 décembre 2016	8 000 000	195,8
Émises et en circulation au 30 juin 2017	8 000 000	195,8 \$

Actions privilégiées de série G émises et en circulation	Nombre d'actions	Montant
1 ^{er} janvier 2016	8 000 000	196,1 \$
31 décembre 2016	8 000 000	196,1
Émises et en circulation au 30 juin 2017	8 000 000	196,1 \$

Actions privilégiées de série I émises et en circulation	Nombre d'actions	Montant
1 ^{er} janvier 2016	8 000 000	196,7 \$
31 décembre 2016	8 000 000	196,7
Impôts reportés sur les frais d'émission d'actions	—	0,1
Émises et en circulation au 30 juin 2017	8 000 000	196,8 \$

Actions privilégiées de série K émises et en circulation	Nombre d'actions	Montant
1 ^{er} janvier 2016 et 31 décembre 2016	—	— \$
Actions émises	12 000 000	300,0
Frais d'émission d'actions, après impôts	—	(4,8)
Émises et en circulation au 30 juin 2017	12 000 000	295,2 \$

Actions privilégiées

Le 22 février 2017, AltaGas a émis, dans le cadre d'un placement par prise ferme, 12 000 000 d'actions privilégiées rachetables à taux minimum rajusté tous les cinq ans et à dividendes cumulatifs, série K, au prix de 25 \$ chacune, pour un produit brut total de 300,0 millions de dollars. Les porteurs d'actions privilégiées de série K auront le droit de recevoir des dividendes cumulatifs fixés trimestriellement pour la période initiale se terminant le 31 mars 2022, exclusivement, au taux annuel de 5,0 %, payables le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre, si le conseil d'administration d'AltaGas en déclare et au moment où il en déclarera. Le premier dividende trimestriel a été payé le 30 juin 2017 et s'est élevé à 0,4384 \$ par action privilégiée de série K. Le taux de dividende sera rajusté le 31 mars 2022, et tous les cinq ans par la suite, pour équivaloir au taux de rendement

des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans alors en vigueur, majoré de 3,8 %, à condition que, dans tous les cas, ce taux ne soit pas inférieur à 5,0 % par année. Les actions privilégiées de série K sont rachetables par AltaGas, à son gré, le 31 mars 2022 et le 31 mars tous les cinq ans par la suite.

Les porteurs d'actions privilégiées de série K auront le droit de convertir la totalité ou une partie de leurs actions en actions privilégiées rachetables à taux variable et à dividendes cumulatifs, série L, sous réserve de certaines conditions, le 31 mars 2022 et le 31 mars tous les cinq ans par la suite. Les porteurs d'actions privilégiées de série L auront le droit de recevoir tous les trimestres des dividendes cumulatifs à taux variable à un taux égal au taux de rendement des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours alors en vigueur, majoré de 3,8 %, si le conseil d'administration d'AltaGas en déclare et au moment où il en déclarera.

Régime d'options sur actions

AltaGas a un régime d'options sur actions en vertu duquel les employés et les administrateurs sont admissibles à recevoir des attributions. Au 30 juin 2017, 12 433 788 actions étaient réservées pour émission en vertu de ce régime. Au 30 juin 2017, les options attribuées en vertu du régime avaient une durée allant de six à dix ans, et les droits rattachés aux actions pouvaient être acquis sur une période d'au plus quatre ans.

Au 30 juin 2017, la juste valeur non imputée de la charge de rémunération à base d'options sur actions associée aux périodes futures était de 1,9 million de dollars (1,0 million de dollars au 31 décembre 2016).

Le tableau qui suit résume l'information sur les options sur actions de la Société :

Aux	30 juin 2017		31 décembre 2016	
	Options en cours		Options en cours	
	Nombre d'options	Prix d'exercice ^a	Nombre d'options	Prix d'exercice ^a
Options sur actions en cours au début de la période	4 119 386	32,39 \$	4 559 261	32,02 \$
Attribuées	732 500	31,04	89 500	31,45
Exercées	(129 375)	26,22	(337 750)	25,28
Confisquées	(66 375)	40,26	(191 625)	35,60
Options sur actions en cours à la fin de la période	4 656 136	32,25 \$	4 119 386	32,39 \$
Options sur actions exerçables à la fin de la période	3 194 758	30,89 \$	3 279 133	30,56 \$

a) Moyenne pondérée.

Au 30 juin 2017, la valeur intrinsèque globale de toutes les options exerçables s'élevait à 7,6 millions de dollars (16,5 millions de dollars au 31 décembre 2016), la valeur intrinsèque globale des options en cours était de 7,6 millions de dollars (16,8 millions de dollars au 31 décembre 2016) et la valeur intrinsèque globale des options exercées s'établissait à 0,7 million de dollars (2,6 millions de dollars au 31 décembre 2016).

Le tableau suivant résume le régime d'options sur actions des employés au 30 juin 2017 :

	Options en cours			Options exerçables		
	Nombre d'options en cours	Prix d'exercice moyen pondéré	Durée contractuelle restante moyenne pondérée	Nombre d'options exerçables	Prix d'exercice moyen pondéré	Durée contractuelle restante moyenne pondérée
14,24 \$ à 18,00 \$	168 250	15,16 \$	1,78	168 250	15,16 \$	1,78
18,01 \$ à 25,08 \$	563 225	21,23	2,95	563 225	21,23	2,95
25,09 \$ à 50,89 \$	3 924 661	34,57	4,47	2 463 283	34,17	4,34
	4 656 136	32,25 \$	4,19	3 194 758	30,89 \$	3,96

Régime incitatif à moyen terme (RIMT) et régime d'unités d'actions différées (RUAD)

AltaGas a un RIMT à l'intention de ses employés et dirigeants qui comprend des unités subalternes (US) et des unités liées au rendement (UR) comportant des périodes d'acquisition des droits qui s'échelonnent de 36 à 44 mois à compter de la date d'attribution. De plus, AltaGas a un RUAD qui permet l'attribution d'unités d'actions différées (UAD) aux administrateurs, dirigeants et employés. À l'heure actuelle, AltaGas a l'intention d'attribuer uniquement des UAD comme forme de rémunération des administrateurs. Les droits rattachés aux UAD attribuées en vertu du RUAD sont acquis immédiatement, mais les UAD sont réglées lorsque l'administrateur quitte ses fonctions.

UR, US et UAD	30 juin 2017	31 décembre 2016
<i>(nombre d'unités)</i>		
Solde au début de la période	364 839	409 037
Attribuées	272 036	91 288
Acquises et payées	(16 658)	(136 359)
Confisquées	(5 557)	(13 565)
Unités en guise de dividendes	12 227	14 438
En cours à la fin de la période	626 887	364 839

Pour les trois mois et les six mois clos le 30 juin 2017, la charge de rémunération comptabilisée au titre du RIMT et du RUAD a été de 1,8 million de dollars et 3,2 millions de dollars, respectivement (2,0 millions de dollars et 3,4 millions de dollars, respectivement, en 2016). Au 30 juin 2017, la charge de rémunération non comptabilisée liée à la période d'acquisition des droits résiduelle était de 18,6 millions de dollars (12,4 millions de dollars au 31 décembre 2016), et elle devrait être comptabilisée sur la période d'acquisition des droits.

13. BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE) PAR ACTION ORDINAIRE

Le calcul du bénéfice net (de la perte nette) par action ordinaire est présenté dans le tableau suivant :

	Trois mois clos le		Six mois clos le	
	30 juin		30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Numérateur :				
Bénéfice net attribuable aux participations donnant le contrôle	7,9 \$	27,9 \$	53,2 \$	95,2 \$
Moins : dividendes sur actions privilégiées	(15,9)	(12,0)	(29,5)	(24,0)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actions ordinaires	(8,0) \$	15,9 \$	23,7 \$	71,2 \$
Dénominateur :				
<i>(en millions)</i>				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation	169,9	151,6	168,9	149,2
Instruments de capitaux propres dilutifs ^a	—	0,4	0,3	0,4
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – dilué	169,9	152,0	169,2	149,6
Bénéfice net de base par action ordinaire	(0,05) \$	0,10 \$	0,14 \$	0,48 \$
Bénéfice net (perte nette) dilué(e) par action ordinaire	(0,05) \$	0,10 \$	0,14 \$	0,48 \$

a) Comprennent toutes les options dont le prix d'exercice est inférieur au cours moyen des actions ordinaires d'AltaGas au cours des périodes visées.

Pour les trois mois et les six mois clos le 30 juin 2017, 4,7 millions d'options sur actions et 2,1 millions d'options sur actions, respectivement (2,3 millions d'options sur actions pour chacune des périodes de 2016) ont été exclues du calcul du bénéfice net (de la perte nette) par action dilué(e) car leur effet n'était pas dilutif.

14. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

Engagements

AltaGas est partie à des ententes d'achat de gaz naturel à long terme, des contrats de service, des EAE et des contrats de location-exploitation pour des bureaux, du matériel de bureau et des véhicules, tous ayant été conclus au cours du marché dans le cours normal des activités.

AltaGas conclut des contrats visant l'achat, le transport et les services de stockage de gaz naturel auprès de divers fournisseurs pour ses services publics de gaz naturel. Ces contrats, dont les dates d'échéance s'échelonnent de 2017 à 2033, servent à assurer un approvisionnement adéquat de gaz naturel pour répondre aux besoins des clients et réduire au minimum l'exposition aux fluctuations des prix du marché.

En 2014, la centrale Blythe d'AltaGas a conclu un contrat de service à long terme avec Siemens visant la prestation de divers services de mise à niveau et d'entretien des turbines à combustion à la centrale Blythe pendant plus de 116 000 heures équivalent pleine puissance, ou 20 ans, selon la première éventualité. Au 30 juin 2017, il était prévu que quelque 210,1 millions de dollars devaient être payés au cours des 18 prochaines années, dont un montant de 57,5 millions de dollars est censé être payé au cours des cinq prochaines années.

En 2009, AltaGas a conclu un contrat de stockage de 20 ans au Dawn Hub dans le sud-ouest de l'Ontario. AltaGas est tenue de verser environ 3,5 millions de dollars par année sur toute la durée du contrat pour des services de stockage.

En 2007, AltaGas a conclu un contrat de service et d'entretien avec Enercon GmbH pour les éoliennes de Bear Mountain. AltaGas a l'obligation de payer un minimum de 9,4 millions de dollars au cours des cinq prochaines années.

Garanties

En octobre 2014, Heritage Gas Limited, une filiale en propriété exclusive d'AltaGas, a conclu un contrat ferme avec Spectra Energy Corp. pour l'utilisation de l'agrandissement de ses réseaux pipeliniers Algonquin Gas Transmission et Maritimes & Northeast (le projet Atlantic Bridge). Le contrat prendra effet au moment de l'achèvement du projet Atlantic Bridge et viendra à échéance 15 ans après. AltaGas a fourni deux garanties en cours totalisant 91,7 millions de dollars américains à l'égard de ses obligations de paiement en vertu du contrat.

Éventualités

AltaGas et ses filiales font l'objet d'actions en justice et de poursuites dans le cours normal de leurs activités. Bien qu'il soit impossible de prédire avec certitude l'issue de ces actions en justice et poursuites, la Société est d'avis que leur règlement n'aura pas d'incidence importante sur sa situation financière ou ses résultats d'exploitation consolidés.

15. RÉGIMES DE RETRAITE ET PRESTATIONS DE RETRAITE

Les coûts des régimes de retraite à prestations déterminées et d'avantages complémentaires de retraite sont fondés sur les estimations de la direction du taux de rendement futur sur la juste valeur des actifs des régimes de retraite, de l'augmentation des salaires, des taux de mortalité et d'autres facteurs ayant une incidence sur le paiement des prestations futures.

La charge de retraite nette par type de régime pour la période se présente comme suit :

Trois mois clos le 30 juin 2017						
	Canada		États-Unis		Total	
	Prestations déterminées	Avantages complémentaires de retraite	Prestations déterminées	Avantages complémentaires de retraite	Prestations déterminées	Avantages complémentaires de retraite
Coût des services rendus	2,0 \$	0,2 \$	1,8 \$	0,4 \$	3,8 \$	0,6 \$
Intérêts débiteurs	1,4	0,2	3,0	0,8	4,4	1,0
Rendement prévu des actifs des régimes	(1,5)	(0,1)	(4,1)	(1,2)	(5,6)	(1,3)
Règlement du régime	—	—	—	(0,1)	—	(0,1)
Amortissement de la perte actuarielle nette	0,2	—	—	—	0,2	—
Amortissement d'un actif/passif réglementaire	0,3	—	1,7	(0,1)	2,0	(0,1)
Charge de retraite nette comptabilisée	2,4 \$	0,3 \$	2,4 \$	(0,2) \$	4,8 \$	0,1 \$

Six mois clos le 30 juin 2017						
	Canada		États-Unis		Total	
	Prestations déterminées	Avantages complémentaires de retraite	Prestations déterminées	Avantages complémentaires de retraite	Prestations déterminées	Avantages complémentaires de retraite
Coût des services rendus	3,9 \$	0,4 \$	3,6 \$	0,8 \$	7,5 \$	1,2 \$
Intérêts débiteurs	2,9	0,3	5,9	1,5	8,8	1,8
Rendement prévu des actifs des régimes	(3,0)	(0,1)	(8,2)	(2,4)	(11,2)	(2,5)
Règlement du régime	—	—	—	(0,1)	—	(0,1)
Amortissement du coût des services passés	0,1	—	—	—	0,1	—
Amortissement de la perte actuarielle nette	0,4	—	—	—	0,4	—
Amortissement d'un actif/passif réglementaire	0,6	—	3,3	(0,1)	3,9	(0,1)
Charge de retraite nette comptabilisée	4,9 \$	0,6 \$	4,6 \$	(0,3) \$	9,5 \$	0,3 \$

Trois mois clos le 30 juin 2016						
	Canada		États-Unis		Total	
	Prestations déterminées	Avantages complémentaires de retraite	Prestations déterminées	Avantages complémentaires de retraite	Prestations déterminées	Avantages complémentaires de retraite
Coût des services rendus au cours de la période	1,7 \$	0,2 \$	1,9 \$	0,5 \$	3,6 \$	0,7 \$
Intérêts débiteurs	1,4	0,2	3,1	1,0	4,5	1,2
Rendement prévu des actifs des régimes	(1,3)	(0,1)	(3,9)	(1,2)	(5,2)	(1,3)
Amortissement de la perte actuarielle nette	0,2	—	—	—	0,2	—
Amortissement d'un actif réglementaire	0,3	—	1,6	0,2	1,9	0,2
Charge de retraite nette comptabilisée	2,3 \$	0,3 \$	2,7 \$	0,5 \$	5,0 \$	0,8 \$

Six mois clos le 30 juin 2016

	Canada		États-Unis		Total	
	Prestations déterminées	Avantages complémentaires de retraite	Prestations déterminées	Avantages complémentaires de retraite	Prestations déterminées	Avantages complémentaires de retraite
Coût des services rendus au cours de la période	3,5 \$	0,3 \$	3,8 \$	1,0 \$	7,3 \$	1,3 \$
Intérêts débiteurs	2,8	0,3	6,1	2,0	8,9	2,3
Rendement prévu des actifs des régimes	(2,7)	(0,1)	(7,8)	(2,4)	(10,5)	(2,5)
Charge / produit lié à des événements spéciaux	—	—	0,1	—	0,1	—
Amortissement du coût des services passés	0,1	—	—	—	0,1	—
Amortissement de la perte actuarielle nette	0,3	—	—	—	0,3	—
Amortissement d'un actif réglementaire	0,6	0,1	3,3	0,4	3,9	0,5
Charge de retraite nette comptabilisée	4,6 \$	0,6 \$	5,5 \$	1,0 \$	10,1 \$	1,6 \$

16. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Les taux d'imposition effectifs pour les trois mois et les six mois clos le 30 juin 2017 ont été respectivement d'environ 43,8 % et 33,5 % (respectivement 11,4 % et 8,9 % en 2016). La hausse du taux d'intérêt effectif pour les trois mois clos le 30 juin 2017 a été surtout attribuable aux recouvrements d'impôt non comptabilisés découlant des pertes sur certains contrats de gestion du risque. L'augmentation du taux d'imposition effectif pour les six mois clos le 30 juin 2017 a aussi été touchée par le recouvrement d'impôt lié à la vente des actifs à Tidewater au premier trimestre de 2016 et à une partie des coûts de transaction engagés en vue de l'acquisition de WGL au premier trimestre de 2017 qui n'est pas déductible d'impôt.

17. INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE

Le tableau suivant présente les variations des actifs et passifs d'exploitation :

	Trois mois clos les		Six mois clos les	
	2017	30 juin 2016	2017	30 juin 2016
Sources (affectations) de fonds				
Débiteurs	80,3 \$	58,6 \$	97,3 \$	113,8 \$
Stocks	(37,2)	(37,9)	53,1	(1,9)
Autres actifs à court terme	6,2	8,1	13,0	8,1
Actifs réglementaires (à court terme)	0,9	9,4	(0,1)	3,1
Créditeurs et charges à payer	(24,4)	(22,5)	(29,3)	(73,9)
Dépôts des clients	(0,2)	1,1	(13,0)	(10,0)
Passifs réglementaires (à court terme)	(1,1)	4,5	(8,3)	3,8
Autres passifs à court terme	6,4	0,5	2,8	(2,3)
Autres actifs et passifs d'exploitation	(42,2)	(22,1)	(58,1)	(32,3)
Variations des actifs et passifs d'exploitation	(11,3) \$	(0,3) \$	57,4 \$	8,4 \$

Les paiements au comptant ci-après ont été inclus dans le calcul du bénéfice :

	Trois mois clos les		Six mois clos les	
	2017	30 juin 2016	2017	30 juin 2016
Intérêts payés (moins les intérêts capitalisés)	35,8 \$	22,2 \$	88,2 \$	70,1 \$
Impôts sur les bénéfices payés	12,3 \$	10,6 \$	23,6 \$	23,0 \$

18. CARACTÈRE SAISONNIER

Les activités du secteur Services publics sont grandement saisonnières, le gaz naturel étant surtout livré en hiver, au cours de la saison de chauffage. Les ventes de gaz augmentent en hiver, ce qui donne lieu à des résultats plus solides aux premier et quatrième trimestres et plus faibles aux deuxième et troisième trimestres.

L'électricité des centrales hydroélectriques au fil de l'eau Forrest Kerr, Volcano Creek et McLymont Creek est essentiellement produite entre le milieu du deuxième trimestre et le début du quatrième trimestre, ce qui donne lieu à des résultats plus faibles aux premier et quatrième trimestres.

19. INFORMATIONS SECTORIELLES

AltaGas possède et exploite un portefeuille d'actifs et de services servant à acheminer l'énergie de la source au consommateur. Les quatre secteurs d'exploitation de la Société sont décrits ci-dessous :

Gaz

- usines de traitement et d'extraction de LGN
- transport de gaz naturel et de LGN par pipelines
- réseaux de collecte de gaz naturel et installations de traitement sur place
- achat et vente de gaz naturel, y compris la vente aux utilisateurs des secteurs commercial et industriel
- installations de stockage de gaz naturel
- terminal de gaz de pétrole liquéfié (GPL) actuellement en construction
- services de commercialisation de gaz naturel et de LGN
- placement dans des titres de capitaux propres de Petrogas, une entité nord-américaine qui offre des services de commercialisation, de stockage et de distribution de LGN, de fluides de forage, de pétrole brut et de condensats de dilution

Électricité

- actifs de production d'électricité de centrales alimentées au gaz naturel, à l'énergie éolienne et à la biomasse et de centrales hydroélectriques conformément à des EAE à long terme, en service ou en développement
- stockage d'énergie
- vente d'électricité aux utilisateurs des secteurs commercial et industriel en Alberta

Services publics

- actifs de distribution de gaz naturel à tarifs réglementés au Michigan, en Alaska, en Alberta, en Colombie-Britannique et en Nouvelle-Écosse
- installations de stockage de gaz naturel à tarifs réglementés au Michigan et en Alaska

Siège social

- coûts liés à la prestation de services généraux, au financement et aux frais généraux du siège social, aux placements dans certaines entités ouvertes et fermées, aux actifs du siège social, au financement des autres secteurs d'exploitation et à l'incidence des variations de la juste valeur des contrats de gestion du risque
-

Les tableaux suivants présentent la composition par secteur :

Trois mois clos le 30 juin 2017

	Gaz	Électricité	Services publics	Siège social	Élimination inter-sectorielle ^a	Total
Produits	234,6 \$	151,3 \$	206,7 \$	0,5 \$	(32,1) \$	561,0 \$
Pertes latentes sur contrats de gestion du risque	—	—	(0,6)	(21,6)	—	(22,2)
Coût des produits vendus	(151,0)	(52,0)	(98,5)	—	30,2	(271,3)
Charges d'exploitation et d'administration	(44,8)	(23,7)	(56,0)	(14,0)	2,1	(136,4)
Charges de désactualisation	(1,0)	(1,7)	—	—	—	(2,7)
Amortissement	(16,7)	(30,8)	(21,0)	(2,2)	—	(70,7)
Provision pour actifs	—	(1,3)	—	—	—	(1,3)
Quote-part des résultats de placements dans des sociétés émettrices comptabilisés à la valeur de consolidation	1,6	0,9	0,5	—	—	3,0
Autres produits (pertes)	(7,5)	0,8	2,6	2,0	(0,2)	(2,3)
Gain de change	—	—	—	1,1	—	1,1
Intérêts débiteurs	—	—	—	(40,8)	—	(40,8)
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	15,2 \$	43,5 \$	33,7 \$	(75,0) \$	— \$	17,4 \$
Acquisitions (réductions) nettes :						
Immobilisations corporelles ^b	88,4 \$	5,2 \$	30,5 \$	0,4 \$	— \$	124,5 \$
Actifs incorporels	0,4 \$	1,3 \$	0,5 \$	0,6 \$	— \$	2,8 \$

a) Les transactions intersectorielles sont comptabilisées à la valeur marchande.

b) Les montants des acquisitions nettes d'immobilisations corporelles et des actifs incorporels pourraient ne pas concorder avec les changements reflétés dans les états des flux de trésorerie consolidés en raison du classement de l'acquisition d'entreprises et des variations de change sur les actifs américains.

Six mois clos le 30 juin 2017

	Gaz	Électricité	Services publics	Siège social	Élimination inter-sectorielle ^a	Total
Produits	536,1 \$	283,5 \$	621,5 \$	1,3 \$	(111,2) \$	1 331,2 \$
Pertes latentes sur contrats de gestion du risque	—	—	(0,9)	(20,3)	—	(21,2)
Coût des produits vendus	(355,1)	(113,8)	(343,5)	—	106,9	(705,5)
Charges d'exploitation et d'administration	(86,6)	(46,9)	(112,2)	(55,4)	4,6	(296,5)
Charges de désactualisation	(2,0)	(3,5)	—	—	—	(5,5)
Amortissement	(33,2)	(61,6)	(41,7)	(5,6)	—	(142,1)
Provision pour actifs	—	(1,3)	—	—	—	(1,3)
Quote-part des résultats de placements dans des sociétés émettrices comptabilisés à la valeur de consolidation	12,7	3,2	1,2	—	—	17,1
Autres produits (pertes)	(10,9)	0,8	3,2	2,8	(0,3)	(4,4)
Gain de change	—	—	—	1,4	—	1,4
Intérêts débiteurs	—	—	—	(87,0)	—	(87,0)
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	61,0 \$	60,4 \$	127,6 \$	(162,8) \$	— \$	86,2 \$
Acquisitions (réductions) nettes :						
Immobilisations corporelles ^b	66,9 \$	12,4 \$	46,9 \$	0,6 \$	— \$	126,8 \$
Actifs incorporels	0,9 \$	1,4 \$	1,0 \$	1,6 \$	— \$	4,9 \$

a) Les transactions intersectorielles sont comptabilisées à la valeur marchande.

b) Les montants des acquisitions nettes d'immobilisations corporelles et des actifs incorporels pourraient ne pas concorder avec les changements reflétés dans les états des flux de trésorerie consolidés en raison du classement de l'acquisition d'entreprises et des variations de change sur les actifs américains.

Trois mois clos le 30 juin 2016

	Gaz	Électricité	Services publics	Siège social	Élimination inter-sectorielle ^a	Total
Produits	146,6 \$	140,5 \$	186,2 \$	5,1 \$	(41,3) \$	437,1 \$
Pertes latentes sur contrats de gestion du risque	—	—	—	(11,5)	—	(11,5)
Coût des produits vendus	(75,2)	(40,8)	(83,0)	—	34,8	(164,2)
Charges d'exploitation et d'administration	(39,8)	(25,6)	(59,0)	(15,4)	6,6	(133,2)
Charges de désactualisation	(1,0)	(1,8)	—	—	—	(2,8)
Amortissement	(15,1)	(26,6)	(20,6)	(4,0)	—	(66,3)
Quote-part des résultats de placements dans des sociétés émettrices comptabilisés à la valeur de consolidation	3,9	1,1	0,7	—	—	5,7
Autres produits (pertes)	—	—	0,8	0,8	(0,1)	1,5
Gain de change	0,1	—	—	4,0	—	4,1
Intérêts débiteurs	—	—	—	(36,3)	—	(36,3)
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	19,5 \$	46,8 \$	25,1 \$	(57,3) \$	— \$	34,1 \$
Acquisitions (réductions) nettes :						
Immobilisations corporelles ^b	85,7 \$	10,0 \$	28,4 \$	1,7 \$	— \$	125,8 \$
Actifs incorporels	1,0 \$	2,0 \$	0,7 \$	1,8 \$	— \$	5,5 \$

a) Les transactions intersectorielles sont comptabilisées à la valeur marchande.

b) Les montants des acquisitions nettes d'immobilisations corporelles et des actifs incorporels pourraient ne pas concorder avec les changements reflétés dans les états des flux de trésorerie consolidés en raison du classement de l'acquisition d'entreprises et des variations de change sur les actifs américains.

Six mois clos le 30 juin 2016

	Gaz	Électricité	Services publics	Siège social	Élimination inter-sectorielle ^a	Total
Produits	385,5 \$	263,4 \$	570,1 \$	6,9 \$	(187,2) \$	1 038,7 \$
Pertes latentes sur contrats de gestion du risque	—	—	—	(2,6)	—	(2,6)
Coût des produits vendus	(239,0)	(88,7)	(302,5)	—	177,3	(452,9)
Charges d'exploitation et d'administration	(81,7)	(51,7)	(116,3)	(25,3)	10,2	(264,8)
Charges de désactualisation	(2,0)	(3,5)	—	—	—	(5,5)
Amortissement	(30,0)	(53,9)	(43,1)	(7,8)	—	(134,8)
Quote-part des résultats de placements dans des sociétés émettrices comptabilisés à la valeur de consolidation	4,6	(10,9)	1,3	—	—	(5,0)
Autres produits (pertes)	4,0	0,1	1,0	1,1	(0,3)	5,9
Gain de change	—	—	—	3,5	—	3,5
Intérêts débiteurs	—	—	—	(72,4)	—	(72,4)
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	41,4 \$	54,8 \$	110,5 \$	(96,6) \$	— \$	110,1 \$
Acquisitions (réductions) nettes :						
Immobilisations corporelles ^b	137,5 \$	21,3 \$	44,5 \$	2,5 \$	— \$	205,8 \$
Actifs incorporels	1,1 \$	2,0 \$	0,9 \$	2,1 \$	— \$	6,1 \$

a) Les transactions intersectorielles sont comptabilisées à la valeur marchande.

b) Les montants des acquisitions nettes d'immobilisations corporelles et des actifs incorporels pourraient ne pas concorder avec les changements reflétés dans les états des flux de trésorerie consolidés en raison du classement de l'acquisition d'entreprises et des variations de change sur les actifs américains.

Le tableau suivant présente l'écart d'acquisition et le total des actifs par secteur :

	Gaz	Électricité	Services publics	Siège social	Total
Au 30 juin 2017					
Écart d'acquisition	152,9 \$	— \$	683,5 \$	— \$	836,4 \$
Actifs sectoriels	2 891,3 \$	3 447,9 \$	3 327,9 \$	432,1 \$	10 099,2 \$
Au 31 décembre 2016					
Écart d'acquisition	152,9 \$	— \$	703,1 \$	— \$	856,0 \$
Actifs sectoriels	2 826,3 \$	3 501,3 \$	3 586,4 \$	286,6 \$	10 200,6 \$

20. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Les événements postérieurs à la date de clôture sont pris en compte jusqu'au 26 juillet 2017, date de publication des présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités. Il n'y a eu aucun événement postérieur devant être présenté ou donnant lieu à un ajustement dans les présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités.

Données d'exploitation trimestrielles supplémentaires

(non audité)

	T2-17	T1-17	T4-16	T3-16	T2-16
PRINCIPALES DONNÉES D'EXPLOITATION					
GAZ					
Total de la capacité d'amenée de gaz traité (mmpc/j) ¹	1 300	1 404	1 337	1 275	1 083
Volumes d'extraction (b/j) ^{1, 2}	58 885	71 958	69 687	65 509	58 065
Différentiels de fractionnement – réalisés (\$/b) ^{1, 3}	9,06	10,56	6,11	6,29	10,00
Différentiels de fractionnement – prix au comptant moyen (\$/b) ^{1, 4}	10,98	17,26	8,40	6,29	10,62
ÉLECTRICITÉ					
Électricité renouvelable vendue (GWh)	499	148	196	670	544
Électricité conventionnelle vendue (GWh)	409	385	374	587	293
Facteur de capacité renouvelable (%)	50,7	9,5	18,8	70,2	56,8
Facteur de disponibilité conventionnelle sous contrat (%) ⁵	99,9	96,0	99,8	99,3	92,4
SERVICES PUBLICS					
Services publics au Canada					
Livraison de gaz naturel – utilisation finale (PJ) ⁶	4,8	13,5	10,8	3,2	4,8
Livraison de gaz naturel – transport (PJ) ⁶	1,5	1,9	1,5	1,1	1,5
Services publics aux États-Unis					
Livraison de gaz naturel – utilisation finale (gpc) ⁶	10,3	30,2	22,8	5,4	10,3
Livraison de gaz naturel – transport (gpc) ⁶	11,5	15,4	14,2	11,0	11,8
Points de service ⁷	575 084	576 829	574 875	568 628	568 606
Variation degrés-jours par rapport à la normale – AUI (%) ⁸	(7,4)	(2,2)	(0,6)	(8,4)	(28,0)
Variation degrés-jours par rapport à la normale – Heritage Gas (%) ⁸	(4,3)	(1,9)	(1,0)	(7,4)	3,6
Variation degrés-jours par rapport à la normale – SEMCO Gas (%) ⁹	(8,4)	(11,8)	(6,1)	(57,6)	11,8
Variation degrés-jours par rapport à la normale – ENSTAR (%) ⁹	(5,4)	9,6	(1,4)	(36,1)	(26,4)

1) Moyenne de la période.

2) Inclut les LGN traités par Harmattan pour les clients.

3) Un différentiel de fractionnement réalisé, ou marge de LGN réalisée, exprimé en dollars par baril de LGN, est fondé sur les ventes comptabilisées par le secteur pendant la période pour les volumes exposés aux différentiels de fractionnement plus la valeur du règlement des couvertures de différentiel de fractionnement de la période moins les primes d'extraction, divisées par le total des volumes exposés aux différentiels de fractionnement produits pendant la période.

4) Le différentiel de fractionnement moyen au comptant, ou marge de LGN moyenne au comptant, exprimé en dollars par baril de LGN, est représentatif du prix de vente moyen qu'AltaGas obtient pour le propane, le butane et le condensat moins les primes d'extraction, compte non tenu des couvertures, divisé par les volumes exposés aux différentiels de fractionnement respectifs pour la période.

5) Calculé comme étant le facteur de disponibilité sous contrat en vertu d'ententes tarifaires à long terme rajusté pour tenir compte des paiements partiels ou des paiements de capacité excédentaire ajoutés ou déduits.

6) Un pétajoule (PJ) équivaut à un million de gigajoules (GJ). Un gpc équivaut à un milliard de pieds cubes.

7) Représente l'ensemble des points de service d'AUI, de PNG, de Heritage Gas et des services publics aux États-Unis, y compris le transport et les secteurs d'activité non réglementés.

8) Un degré-jour pour AUI et Heritage Gas exprime la mesure cumulative selon laquelle la température moyenne d'un jour chute en dessous de 15 degrés Celsius pour AUI et de 18 degrés Celsius pour Heritage Gas. Les degrés-jours normaux sont fondés sur une moyenne mobile de 20 ans. Des variations positives par rapport à la moyenne entraînent une augmentation des volumes de livraison par rapport aux prévisions. La variation des degrés-jours n'a pas d'incidence importante sur les résultats de PNG, la British Columbia Utilities Commission (BCUC) ayant approuvé un mécanisme de stabilisation des tarifs pour ses clients du secteur résidentiel et les petits commerces.

9) Un degré-jour pour les services publics aux États-Unis représente une mesure de la froideur déterminée quotidiennement en nombre de degrés où la température moyenne du jour en question se situe en dessous de 65 degrés Fahrenheit. Les degrés-jours pour une période donnée sont déterminés en ajoutant les degrés-jours obtenus au cours de chaque jour de la période. Les degrés-jours normaux pour une période déterminée sont la moyenne de degrés-jours pendant les 15 années antérieures pour SEMCO Energy Gas Company et pendant les 10 années antérieures pour ENSTAR.

Autres renseignements

DÉFINITIONS

b/j	baril par jour
gpc	milliard de pieds cubes
GJ	gigajoule
GWh	gigawattheure
mpc	millier de pieds cubes
mmpc/j	million de pieds cubes par jour
MW	mégawatt
MWh	mégawattheure
MMBTU	million de BTU
PJ	pétajoule

À PROPOS D'ALTAGAS

AltaGas est une société d'infrastructure énergétique exerçant ses activités principalement dans les secteurs du gaz naturel, de l'électricité et des services publics réglementés. La Société crée de la valeur grâce à l'acquisition, à l'expansion et à l'optimisation de l'infrastructure énergétique, tout en mettant l'accent sur les sources d'énergie propre. Pour en savoir davantage, visitez www.altagas.ca.

Pour obtenir plus de renseignements, veuillez communiquer avec :

Investisseurs

1-877-691-7199

investor.relations@altagas.ca